

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

Д. В. Бородин

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ
З КУРСУ

КОМП'ЮТЕРНІ ІНФОРМАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ

*(для студентів 4 і 5 курсів денної і 5 і 6 курсів заочної форм навчання
спеціальності „Електротехнічні системи електроспоживання”
напрям підготовки «Електротехніка та електротехнології»
та слухачів другої вищої освіти)*



Харків – ХНУМГ – 2013

Бородін Д. В. Конспект лекцій з курсу «Комп’ютерні інформаційні технології в електроенергетиці» (для студентів 4 і 5 курсів денної і 5 і 6 курсів заочної форм навчання спеціальності „Електротехнічні системи електроспоживання” напрям підготовки «Електротехніка та електротехнології» та слухачів другої вищої освіти) / Д. В. Бородін; Харк. нац. ун-т. міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Х.: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2013. – 80 с.

Автор: ст. викл. Д. В. Бородін

Рецензент: к.т.н., доц. І. Г. Абраменко

Рекомендовано кафедрою електропостачання міст,
протокол № 8 від 26.06.2012

ЗМІСТ

1. ВСТУП	4
2. БАЗИ ДАНИХ	7
3. ЗАСТОСУВАННЯ ГЕОГРАФІЧНИХ ІНФОРМАЦІЙНИХ СИСТЕМ В ЕНЕРГЕТИЦІ	9
4. ТЕХНОЛОГІЇ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ІНФОРМАЦІЙНИХ СИСТЕМ. RAID-ТЕХНОЛОГІЇ	11
5. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ	13
6. АСУ ТП ПС І МІКРОПРОЦЕСОРНЕ ОБЛАДНАННЯ ПС	14
7. СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ Й ПОТУЖНОСТІ ...	19
8. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ РІВНЯ РАЙОНУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ (РЕМ)	21
9. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ РІВНЯ ПІДПРИЄМСТВА ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ (ПЕМ) І ОБЛЕНЕРГО	23
10. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ МЕРЕЖАМИ 220-750 КВ	25
11. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....	30
12. КОНТРОЛЬ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ.....	45
13. АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМИ РОЗРАХУНКУ З ПОСТАЧАЛЬНИКАМИ Й СПОЖИВАЧАМИ (БІЛІНГОВІ СИСТЕМИ).....	54
14. ІНТЕГРОВАНІ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ВИРОБНИЦТВОМ	61
Додаток П1. Найбільш розповсюджені операційні системи	66
Додаток П2. Система GPS.....	70
Додаток П3. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку (2000 р.). Фрагмент - розділ 2.	72
КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ	76
СПИСОК ДЖЕРЕЛ	76

1. ВСТУП

- 1.1. Огляд завдань, розв'язуваних за допомогою КІТ.
- 1.2. Поняття про автоматизовані системи.
- 1.3. Основні типи АС в енергетиці.
- 1.4. Термінологія.
- 1.5. Програмне забезпечення, операційні системи, мережі.

Термінологія:

КЕС, ТЕС, ДРЕС, ТЕЦ, ГЕС, ГАЕС, АЕС, ПЕС, СЕС (геліотермальні) - генеруючі об'єкти;

НЕК, ЕС, MEM, OE, ПЕМ, РЕМ, РМЕМ - мережні підприємства й організації;

ПС, РП, ТП, УП - розподільні вузли мережі;

ГОСТ, ДСТУ, РД, МІ - види нормативних документів.

Завдання енергетики:

- Диспетчерське керування.
- Облік електроенергії.
- Розрахунки з постачальниками й споживачами (білінг).
- Контроль і керування роботою встаткування станцій і підстанцій.
- Регулювання частоти й потужності енергосистем.
- Навчання й тренування персоналу.
- Моделювання режимів мережі й перехідних процесів у мережі.
- Документообіг і обмін інформацією.
- Складський і бухгалтерський облік.
- Керування підприємством і планування ресурсів.

Автоматизована система (АС) – сукупність апаратних засобів і програмного забезпечення (ПЗ), використовуваних для рішення цільових завдань і керована людиною.

Основні типи АС:

- АСДУ (ОІК, АСЗТІ, ТМ) – автоматизована система диспетчерського управління (підсистеми: оперативно-інформаційний комплекс, автоматизована система збору телемеханічної інформації, телемеханіка);
- АСКОЕ – автоматизована система комерційного обліку електроенергії;
- АСРС – автоматизована система розрахунків зі споживачами;
- АСУ ТП – автоматизована система управління технологічними процесами;
- САРЧП – система автоматичного регулювання частоти та потужності;
- ІСУП – інтегрована система управління підприємством.

ОПЕРАЦІЙНІ СИСТЕМИ Й ПРИКЛАДНЕ ПРОГРАМНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

Операційна система — основний вид системного ПЗ, комплекс програм що забезпечує керування апаратними засобами комп'ютера, роботу з файлами, введення й вивід даних, а також виконання прикладних програм і утиліт. Загальними словами, операційна система — це перший і основний набір програм, що завантажуються в комп'ютер. Крім вищевказаних функцій ОС може здійснювати й інші, наприклад надання користувацького інтерфейсу, мережна взаємодія й т.п.

З 1990-х найпоширенішими операційними системами є ОС сімейства Microsoft Windows і UNIX-подібні системи. Також використовують серверні ОС VAX/VMS. Види ОС:

- одно- і багатозадачні,
- реального часу й інші,
- одно- і багатокористувальницькі,
- серверні, персональні й такі що вбудовують (ROM-DOS, RTKernel, QNX, WinCE, WinNT Embedded, WinXP Embedded).

Типи користувальницького інтерфейсу (текстовий, графічний) й засоби введення-виводу (дисплей, клавіатура, маніпулятор).

Основні сімейства ОС і програмний інтерфейс прикладних програм.

DOS, Windows, Unix і ін. DOS API, Win32 API, POSIX.

Додаткові дані про ОС наведено в додатку П1.

Способи обміну даними між додатками: DDE, OLE, COM/DCOM, .net.

Багатозадачність — властивість операційної системи, коли забезпечується можливість паралельної обробки декількох завдань

Властивості багатозадачного середовища

Примітивні багатозадачні середовища забезпечують тільки «поділ ресурсів», коли за кожним завданням закріплюється певна ділянка пам'яті, і завдання активізується в строго певні інтервали часу. Більше розвинені багатозадачні системи проводять розподіл ресурсів динамічно, коли завдання стартує в пам'яті або залишає пам'ять залежно від його пріоритету й від стратегії системи. Таке багатозадачне середовище має наступні особливості:

- кожне завдання має свій пріоритет, відповідно до якого одержує час і пам'ять,
- система організує черги завдань так, щоб усі завдання одержали ресурси, залежно від пріоритетів і стратегії системи,
- система організує обробку переривань, також завдання можуть активуватися, деактивуватися й віддалятися
- по закінченні кванта часу завдання може тимчасово викидатися з пам'яті, віддаючи ресурси іншим завданням, а потім через наданий системою час, відновлюватися в пам'яті (свопинг),
- система забезпечує захист пам'яті від несанкціонованого втручання інших завдань,
- система розпізнає збої й зависання окремих завдань і припиняє їх,
- система вирішує конфлікти доступу до ресурсів і пристроїв, не допускаючи тупикових ситуацій загального зависання від очікування заблокованих ресурсів,
- система гарантує кожному завданню, що рано чи пізно воно буде активовано,
- система обробляє запити реального часу,
- система забезпечує комунікацію між процесами.

Мережні технології

Мережа складається з вузлів (комп'ютерів, мікропроцесорних пристроїв) і каналів зв'язку між ними.

Мережні з'єднання: 1) точка-точка 2) точка-багатоточка. Для другого типу адресація інформації виконується 2 способами: 1) комутація каналів (як у телефонній мережі) 2) комутація пакетів (як у обчислювальних мережах). В енергетиці використовують мережі збору даних/керування (наприклад, телемеханічні) й обчислювальні комп'ютерні мережі.

Види комп'ютерних мереж:

- локальні (ЛОМ – локальна обчислювальна мережа): вузли розташовані на відстані 10-100 м, швидкість передачі даних максимальна, досягає 1-10 Гбіт/с; окрема частина локальної мережі є сегментом; мережне обладнання ЛОМ складається з пасивного (кабелі зв'язку) й активного (концентратори, комутатори, маршрутизатори);
- глобальні (відстань не обмежена, швидкість обмежена каналом зв'язку, в сучасних мережах 64-2048 кбіт/с).

Топологія мереж: 1) радіальна («зірка»), 2) магістральна (шина, централь), 3) кільце. В сучасних ЛОМ використовують радіальну топологію.

Фізичне середовище: для дротяних мереж – мідна вита пара (TP – twisted Pair), оптоволокно (FO – Fiber Optics). Як правило, оптоволокно використовують для магістральних каналів зв'язку, а також при наявності завад.

Види ЛОМ: найбільш розповсюджений стандарт Ethernet. Він має декілька версій: Ethernet 10BaseT (10 Мбіт/с), FastEthernet 100BaseTX, 100BaseFX (100 Мбіт/с), Gigabit Ethernet (1000 Мбіт/с). Ethernet також використовують в найбільш сучасних мережах збору даних нижнього рівня, але ці мережі як правило побудовані на базі RS485/RS422 (до 115200 біт/с).

Мережні протоколи: TCP/IP, NetBEUI, IPX/SPX для ЛОМ, для мереж збору даних найбільш розповсюдженим є Modbus.

Багато мереж з протоколом TCP/IP (Transport Control Protocol/Internet Protocol) об'єднані в глобальну мережу Інтернет, яка надає декілька способів обміну інформацією, найбільш відомий - WorldWideWeb, що базується на мові гіпертекстових посилань HTML.

Існуюча в Україні галузева телекомунікаційна мережа «Енергія» призначена для забезпечення обміну інформацією підприємств енергетики.

Термінальний доступ

Це таке використання комп'ютерної системи, що складається з центральної ЕОМ (сервера чи мейнфрейма) і користувацьких терміналів, коли термінал використовують тільки для введення та виводу інформації (у тому числі для підтримки зв'язку мережею), а всю обробку виконують на сервері.

Види термінального доступу: текстовий і графічний. Найбільш розповсюджений вид термінального текстового доступу мережею TCP/IP - Telnet. Переваги й недоліки термінального доступу: мінімальні вимоги до апаратних ресурсів терміналів і просте обслуговування (адміністрування) системи, тому що всі прикладні програми встановлені та працюють на сервері, а на терміналах працюють тільки комунікаційні програми й програми інтерфейсу ЕОМ-людина. Але не всі прикладні програми придатні для використання в режимі термінального доступу, також затримки при роботі залежать від каналу зв'язку й можуть досягти декілька секунд.

Програмне забезпечення термінального доступу: серверне та клієнтське. Серверне ПЗ графічного термінального доступу:

- Windows Terminal Services (NT, 2000, 2003, протокол RDP).
- Citrix Metaframe (сумісно з Windows Terminal Services, протокол ICA).
- UNIX: X-Window, X-термінали.

Сервер прикладних програм – це стратегія використання прикладних програм на центральній ЕОМ (сервері), коли клієнтські робочі станції використовують для введення-виводу даних. Реалізується за допомогою технологій WEB, термінального доступу, клієнт-серверної архітектури.

2. БАЗИ ДАНИХ

- 2.1. Бази даних і системи керування базами даних.
- 2.2. Види баз даних.
- 2.3. Реляційні і об'єктні бази даних.
- 2.4. Бази даних реального часу.
- 2.5. Основні програмні продукти в області БД

Причини появи баз даних (БД).

При традиційному файлового підході до обробки даних (тобто з використанням алгоритмічних мов програмування) для опису кожного екземпляра об'єкта використовують поняття запису, яке складено з полів (атрибутів). Сукупність записів при цьому становить файл, що описує об'єкт предметної області. Найпростіший підхід до обробки даних складається в розробці для кожної області своєї бази даних, програмно пов'язаної з конкретним файлом.

Мінуси файлового підходу до зберігання даних:

- Програма залежить від даних (будь-які зміни в даних впливають на програми, так що їх треба переробляти). Незалежність може бути фізична й логічна.
- Надмірність даних, тому що ті самі дані можна зберігати в різних файлах, у результаті обсяг даних значно зростає.
- Суперечливість даних. Через наявність надмірності, зміни в даних цілком не можна здійснити. В результаті про один і той самий об'єкт зберігається різна інформація.
- Неможливість спільного використання даних.
- Неможливість обробки нерегламентованих запитів. Щоб одержати доступ до даних треба написати програму.
- Неефективність зберігання даних і складність у керуванні.

БД - це сукупність взаємозалежних даних що описують стан якоїсь предметної області.

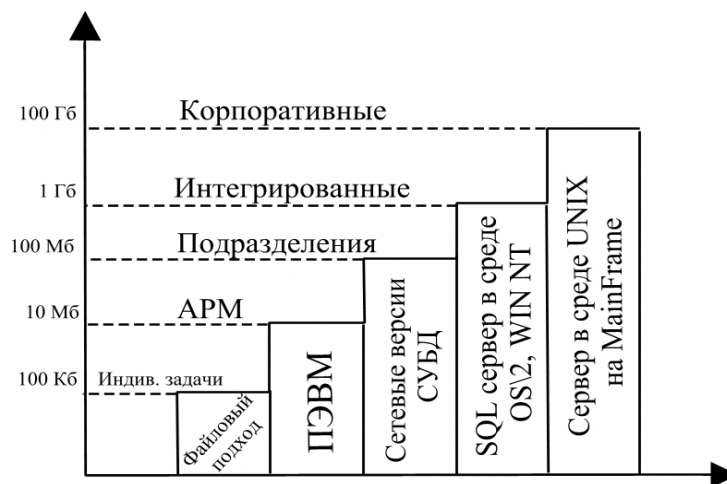


Рис. 2.1 - Базы даних

СУБД - програмна система призначена для роботи із БД і створення прикладних програм.

Предметна область - сукупність об'єктів що мають значення для певної діяльності.

Види БД:

- Ієрархічні: 60-е рр., IMS IBM
- Мережні: 60-е рр., жорстко задана структура даних

- Реляційні (РБД): 1970, Э. Кодд - застосування реляційної алгебри для організації зберігання даних. РБД базують на таблицях і відносинах.

Перша РБД: IBM System/R. Для роботи з даними РБД використовують мову структурованих запитань SQL.

Приклади багатокористувацьких РБД: DB/2 (корпорація IBM, платформи MVS, AS-400, Windows); Oracle (корпорація Oracle, платформонезалежне), Interbase/Firebird, MS SQL Server, MSDE. Найбільший виробник РБД - Oracle (існує з 1977).

РБД для персональних комп'ютерів: DBase, FoxPro, Paradox, Clarion, MS Access (DOS, Windows), MySQL (Linux).

- Об'єктні БД: Cache (в складі типового ОІК СК-2003, Росія);

- БД реального часу - в складі SCADA (дивись розділ 6) або окремо; існує стандарт програмного інтерфейсу для контролю технологічних процесів OPC (доступ до даних реального часу - DA, доступ до архівів - HA, тривоги - Alarms). Як правило розробники сучасних мікропроцесорних вимірювальних пристроїв забезпечують доступ до вимірюваних даних за допомогою OPC-сервера, що додається до пристрою.

- Архівні (ретроспектива сигналів) - iHistorian, PI Systems.

СУБД - це складна програмна система для накопичення й обробки даних.

Типи даних у БД – чисельні, символьні та текстові, двійкові, дата-час.

Права й ролі (групові права) користувачів визначають їхні можливості на читання та зміну даних у БД.

Збережені процедури (у деяких РБД - функції) дозволяють розробляти користувачські алгоритми обробки даних.

Програмні інтерфейси до баз даних:

- DDE (Data Dynamic Exchange) та ODBC (Open DataBase Connectivity) — не дуже швидкі, відносно застарілі, але розповсюджені;

- OLE DB (Object Linking and Embedding for DataBases) — сучасний універсальний інтерфейс;

- OPC (OLE for Process Control) – для БД реального часу (дивись вище).

Архітектура систем із БД

Незалежність програм від даних (головна мета при використанні СУБД) досягається за рахунок введення проміжного рівня - концептуальної моделі, пов'язаної з одного боку з фізичною базою даних, а з іншого боку - з усіма користувальницькими моделями. Якщо зміниться фізична база даних, то змінюється тільки відображення, за допомогою якого воно пов'язано з концептуальною моделлю. Найбільш важлива ланка в цій моделі - концептуальна модель (КМ).

КМ являє собою абстрактний опис предметної області, що відбиває узагальнене й погоджене подання різних користувачів про базу даних. Фактично, це опис об'єктів, їхнього взаємозв'язку, властивостей без вказівки конкретних способів їх використання в комп'ютері. Для побудови КМ використовують моделі, що описують семантику предметної області: модель «сутність/зв'язок», мережні й фреймові моделі.

Для досягнення головної мети в застосуванні СУБД - забезпечення незалежності програм від даних у системі із БД використовують два рівні відображення:

- між зовнішнім і концептуальним – логічна залежність;

- між концептуальним і внутрішнім – фізична залежність.

3. ЗАСТОСУВАННЯ ГЕОГРАФІЧНИХ ІНФОРМАЦІЙНИХ СИСТЕМ В ЕНЕРГЕТИЦІ

3.1. Поняття ГІС

3.2. Області застосування ГІС в енергетиці

Стрімкий розвиток засобів обчислювальної техніки й телекомунікацій, систем супутникової навігації, цифрової картографії, успіхи мікроелектроніки й інші технологічні досягнення, безперервне вдосконалення стандартного, прикладного програмного й інформаційного забезпечення створюють об'єктивні передумови для все більш широкого застосування й розвитку якісно нової області знань - геоінформатики. Вона виникла на стику географії, геодезії, топології, обробки даних, інформатики, інженерії, екології, економіки, бізнесу, інших дисциплін і областей людської діяльності. Найбільш значимими практичними додатками геоінформатики як науки є геоінформаційні системи (ГІС) і створені на їхній основі геоінформаційні технології (ГІС-технології).

Абревіатура ГІС існує вже більше 20 років і спочатку належала до сукупності комп'ютерних методів створення й аналізу цифрових карт і прив'язаної до них тематичної інформації для керування муніципальними об'єктами.

Уже перші досвіди використання ГІС як інформаційно-довідкові системи у вітчизняних електричних мережах показали безумовну корисність і ефективність такого використання як при проектуванні нових, так і для експлуатації існуючих мереж:

- паспортизація встаткування мереж з їхньою прив'язкою до цифрової карти місцевості й різних електричних схем: нормальної, оперативної, поопорної, розрахункової й т.п.;
- облік й аналіз технічного стану електротехнічного встаткування;
- визначення місця пошкоджень (ВМП) ЛЕП;
- облік і аналіз платежів за спожиту електроенергію;
- позиціонування й відображення на цифровій карті місця знаходження оперативно-виїзних бригад, оптимізація маршрутів і т.п.

Ще більші перспективи відкривають в застосуванні ГІС-технологій при вирішенні завдань: оптимального планування розвитку й проектування; ремонтного й експлуатаційного обслуговування електричних мереж з урахуванням особливостей рельєфу місцевості; оперативного керування мережами й ліквідацією аварій з обліком просторової, тематичної й оперативної інформації про стан мережних об'єктів і режими їхньої роботи. Для цього вже сьогодні необхідне інформаційне й функціональне ув'язування ГІС, технологічних програмних комплексів АСДУ електричних мереж, експертних систем і баз знань за вирішенням перерахованих завдань.

В останні роки намітилася цілком певна тенденція розробки інтегрованих систем інженерних комунікацій на єдиній топографічній основі міста, району, області, що включають в себе теплові, електричні, газові, водопровідні, телефонні й інші інженерні мережі.

При використанні ГІС-технологій для вирішення завдання позиціонування (місцезнаходження) об'єктів використовують комерційну систему глобального позиціонування GPS.

Супутникова навігаційна система GPS (Global Positioning System) або Глобальна система позиціонування, точніше - її космічний сегмент, являє собою сузір'я з 24 супутників. Система GPS (офіційна назва - NAVSTAR) розроблена на замовлення і перебуває під керуванням Міністерства оборони США. У 1980-х систему відкрили для цивільного використання. Система GPS працює при будь-яких погодних умовах в усьому світі 24 години на добу. З її допомогою можна з високим ступенем точності визначати координати й швидкість рухливих об'єктів. За користування послугами системи GPS не стягують ні абонентську плату, ні плату за підключення. Усе, що потрібно для користування системою GPS - це придбати GPS-приймач.

Як працює система GPS: супутники GPS обертають навколо Землі круговими орбітами із частотою 2 оберти на добу, передаючи навігаційні радіосигнали. GPS-приймачі приймають ці сигнали й обчислюють місце розташування методом тріангуляції. Приймач порівнює час випромінювання сигналу із часом прийому цього сигналу. Різниця між цими величинами дозволяє обчислити відстань до супутника. Знаючи відстань до декількох супутників, GPS-приймач може визначити своє місце розташування й відобразити його на електронній карті.

Приймаючи інформацію хоча б від трьох супутників, GPS-приймач може визначити двовірні координати користувача (широту й довготу). "Захопивши" чотири й більше супутники, прилад може визначити тривимірні координати (широту, довготу й висоту). Визначивши місце розташування користувача, приймач може обчислити такі величини як швидкість, шляховий кут, траєкторію, пройдену відстань, відстань до кінцевого пункту, час сходу й заходу сонця й багато чого іншого.

Точність системи GPS: сучасні багатоканальні GPS-приймачі забезпечують досить високу точність. Так, 12-канальні GPS-приймачі GARMIN відслідковують до 12-ти супутників GPS одночасно, забезпечуючи швидке й упевнене визначення місця розташування, в тому числі в міських умовах або під густими кронами дерев. На точність визначення GPS-приймачем місця розташування впливає розташування видимих супутників, а також ряд атмосферних та інших факторів. У середньому, точність GPS-приймачів GARMIN становить 15 м. Точність GPS-приймачів може бути підвищена шляхом прийому диференціальних виправлень. Найбільш перспективні джерела диференціальних виправлень - глобальні диференціальні підсистеми, що передають виправлення до сигналів GPS з геостаціонарних супутників. За їхнє використання не передбачено якої-небудь плати. До них відносяться американська система WAAS, європейська EGNOS і японська MSAS. Вони поліпшують точність визначення місця розташування GPS-приймачами до 1-3 м.

Інформація про супутники, склад сигналу й помилки місцезнаходження GPS наведено в додатку П2.

4. ТЕХНОЛОГІЇ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ ФУНКЦІОНУВАННЯ ІНФОРМАЦІЙНИХ СИСТЕМ. RAID-ТЕХНОЛОГІЇ.

4.1. *Поняття RAID, рівні RAID*

4.2. *Використання RAID*

4.3. *Технології забезпечення надійності функціонування комп'ютерних систем*

Надійність роботи інформаційних комп'ютерних систем обмежується надійністю найбільш важливих та найменш надійних елементів системи, до яких відносять, наприклад, жорсткі диски, канали зв'язку, основні комунікаційні елементи.

RAID (англ. redundant array of independent/inexpensive disks) - надлишковий масив незалежних/недорогих дисків. Служать для підвищення надійності зберігання даних або для підвищення швидкості читання/запису інформації. RAID був представлений у 1987 році. Існують наступні рівні RAID:

- RAID 0 представлений як невідмовостійкий дисковий масив з підвищеною швидкістю читання/запису.
- RAID 1 визначений як відмовостійкий дзеркальний дисковий масив.
- RAID 2 зарезервований для масивів, які застосовують код Хеммінга.
- RAID 3, 4, 5 використовують парність для захисту даних від одиночних несправностей.

Практичне застосування знайшли масиви рівнів 0, 1, 5 та їхні комбінації. Для користувачів та прикладних програм RAID-масив виглядає як один диск.

Рівні RAID

RAID 0 ("Striping" – «переміжання») - дисковий масив з відсутністю надмірності. Інформацію записують на диски послідовно, розбиваючи на блоки даних.

За рахунок цього істотно підвищується продуктивність (пропорційно кількості дисків у масиві), але страждає надійність усього масиву: при виході з ладу будь-якого вінчестеру повністю й безповоротно зникає вся інформація. Відповідно до теорії ймовірності, надійність масиву RAID 0 дорівнює добутку надійностей складових його дисків, кожна з яких менше одиниці, таким чином сукупна надійність свідомо нижче надійності кожного з дисків. RAID 0 може бути реалізований як програмно (під керуванням центрального процесора) так і апаратно (використовують спеціальний контролер з особистим процесором введення-виводу і, як правило, з особистою кеш-пам'яттю).

RAID1 ("Mirroring" = "дзеркало"). Він має захист від виходу з ладу половини наявних апаратних засобів (у загальному випадку - одного із двох жорстких дисків), забезпечує прийнятну швидкість запису й виграш у швидкості читання за рахунок розпаралелювання запитів. Недолік полягає в тім, що доводиться виплачувати вартість двох жорстких дисків, одержуючи корисний обсяг одного жорсткого диска.

Жорсткий диск — річ достатньо надійна: середній час наробітку на відмову — близько мільйона годин (звісно, без врахування збоїв живлення). Відповідно, ймовірність виходу з ладу відразу двох дисків дорівнює (за формулою) добутку ймовірностей, тобто нижче на порядки. Реальна користь використання RAID1 обмежується тим, що при виході з ладу одного з дисків навантаження на ті, що залишились, збільшується, тому на практиці при виході з ладу одного з

дисків варто терміново знову відновлювати надмірність — замінити диск. Для цього з будь-яким рівнем RAID (крім нульового) рекомендують використовувати додаткові (у нормальному режимі їх не використовують) диски гарячого резерву HotSpare, які автоматично підключають до масиву при збої одного з дисків. В свою чергу, для заміни дисків без відключення комп'ютера їх монтують у спеціальний відсік гарячої заміни. Перевага такого підходу — підтримка постійної надійності. Недолік — ще більші витрати (вартість ще одного диска).

RAID5 — самий популярний з рівнів, у першу чергу завдяки своїй економічності. Жертвуючи заради надмірності ємністю всього одного диска з масиву, ми одержуємо захист від виходу з ладу будь-якого одного з вінчестерів. Для запису інформації на кожний диск RAID5 витрачають додаткові ресурси, тому що потрібні додаткові обчислення, зате при читанні (у порівнянні з окремим вінчестером) є виграш, тому що потоки даних з декількох накопичувачів масиву распараллелюють. Недоліки RAID5 проявляють при виході з ладу одного з дисків - весь том переходить у критичний режим, всі операції запису й читання супроводжують додатковими маніпуляціями, різко падає продуктивність, диски починають нагріватися. Якщо терміново не вжити заходів - можна втратити весь том. Тому в складі RAID5 варто обов'язково використовувати диск Hot Spare.

Крім базових рівнів RAID0, RAID1, RAID5, описаних у стандарті, існують комбіновані рівні RAID10, RAID30, RAID50, RAID15, які різні виробники інтерпретують кожний по-своєму. Приклад — RAID10 (RAID1+0). При використанні такого рівня дзеркальні пари дисків вистроюють в «ланцюжок», тому обсяг отриманого тому може перебільшувати ємність одного жорсткого диска. Масив з чотирьох дисків є відмовостійким, має ємність 2 окремих дисків, а також подвійну швидкість запису даних. RAID50 - це об'єднання по "0" томів 5-го рівня. RAID15 - «дзеркало» «п'ятірок».

Для підвищення надійності каналів зв'язку та інших елементів також використовують їх резервування: «холодне» та «гаряче». Включення резервних елементів при виході з ладу основних може бути ручним або автоматичним. Найбільш сучасні технології резервування (наприклад, каналів зв'язку) дозволяють у нормальному режимі користуватись як основним, так і резервним елементами, тобто збій веде тільки до зменшення продуктивності. Резервовані елементи, які обробляють інформацію, також часто функціонують паралельно. Після відновлення від збою паралельно працюючих елементів, що містять інформацію (наприклад, сервер), треба вирішити завдання синхронізації інформації на усіх елементах.

5. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ

5.1. Призначення й види АС.

5.2. Життєвий цикл АС.

5.3. Види забезпечення АС.

5.4. Основні галузеві нормативні документи й міжнародні стандарти.

Автоматизована система (АС) – це сукупність апаратних (технічних) та програмних засобів, що виконують цільові завдання під керуванням людини. Автоматичною системою керує алгоритм без участі людини.

Загальні характеристики АС:

- призначення;
- структура;
- надійність і безпека;
- показники призначення й функціональності;
- режим експлуатації;
- захист інформації;
- захист технічних засобів;
- рівень стандартизації й уніфікації.
- чисельність і кваліфікація обслуговуючого персоналу;

Життєвий цикл АС:

- проектування;
- впровадження:
 - розробка/адаптація апаратури й програмного забезпечення,
 - поставка, монтаж, пусконаладження системи,
 - випробування системи і дослідна й експлуатація;
- промислова експлуатація, протягом якої виконується модернізація.

Види забезпечення:

- технічне;
- інформаційне;
- програмне;
- лінгвістичне;
- математичне;
- організаційне;
- метрологічне;
- методичне.

Основні діючі нормативи

- ГОСТ 34.xxx на автоматизовані системи;
- ГОСТ 2.xxx — єдина система конструкторської документації (ЄСКД);
- ГОСТ 19.xxx — система програмної, експлуатаційної документації;
- Концепція побудови АСКОЕ в умовах енергоринку, інструкція про порядок комерційного обліку;
- Стандарти ІЕС 61870 (телемеханіка, облік, мікропроцесорні системи РЗА), ІЕС 61850 (системи зв'язку на ПС);
- МЕК 61970-301 & 61968-11: Common Information Model (Загальна Інформаційна Модель). Стандарт МЕК 61970-301 є семантичною моделлю, яка описує компоненти енергосистеми на електричному рівні, а так само зв'язки між компонентами. Стандарт МЕК 61968-11 [2] розширює цю модель для покриття інших аспектів обміну даними, таких як відстеження майна, планування роботи та виставлення рахунків споживачам. Ці два стандарти, 61970-301 і 61968-11 разом відомі як Common Information Model (СІМ) для енергосистем і в даний час мають два основних використання: полегшення обміну даними про енергосистемі між енергокомпаніями; забезпечення можливості обміну даними між додатками всередині компанії.
- нормативна документація щодо технічного захисту інформації (НД ТЗІ).

6. АСУ ТП ПС І МІКРОПРОЦЕСОРНЕ ОБЛАДНАННЯ ПС

6.1. Призначення АСУ ТП

6.2. Мікропроцесорне встаткування станцій, підстанцій

6.2.1. мікропроцесорні захисти й реєстратори аварій,

6.2.2. КП телемеханіки й інтелектуальні цифрові датчики,

6.2.3. цифрові прилади й пристрої обліку ЕЕ, прилади для контролю якості ЕЕ

6.3. Структурна схема АСУ ТП

6.4. Системи контролю якості електричної енергії.

Найважливішою частиною систем керування електричними мережами є система керування рівня підстанції — АСУ ТП ПС. Сьогодні комплекс технічних засобів (КТЗ) АСУ ТП ПС повинен забезпечувати збір технологічних даних про роботу системи, передачу їх на верхній рівень диспетчерського керування (диспетчерський центр), передавати ці дані на автоматизоване робоче місце (АРМ) оперативного персоналу підстанції. Також можливе виконання функцій керування технологічним процесом. До технологічних даних можливо віднести:

- поточні значення електричних величин, що характеризують основну трифазну мережу змінного струму — напруг, струмів, потужностей, частоти, а також показники якості електричної енергії;
- поточні значення величин, що характеризують допоміжні мережі об'єкту — електричні параметри мережі власних потреб і мережі постійного струму, параметри мережі повітряприготування;
- поточні значення теплотехнічних та інших величин на електростанціях, що характеризують процес генерації електроенергії — тиск та температуру газу, пари, води або інших теплоносіїв;
- осцилограми перехідних процесів — наприклад, коротких замикань у мережі;
- положення електричних комутаційних апаратів, стану пристроїв захисту та автоматики, клапанів, вентилів;
- параметри, що характеризують кліматичні обставини на об'єкті — температуру й тиск повітря, швидкість вітру;
- діагностичні параметри, що характеризують стан обладнання — наприклад, кількість відключень вимикачів, тангенс кута діелектричних втрат в ізоляції.

Традиційно питання дистанційного контролю та управління вирішувалось засобами.

Телемеханіка - сукупність засобів передачі (до 90-х років минулого століття — також відображення) поточних параметрів технологічного процесу на більшій відстані. Пристрій верхнього рівня, що забезпечує збір даних з ПС, називається пунктом управління (ПУ) або центральною приймально-передавальною станцією (ЦППС), пристрій на підстанції, що збирає дані від датчиків та вимірювальних перетворювачів і передає їх до ПУ — контрольований пункт (КП). Канали зв'язку між КП і ПУ можуть бути дротяними (наприклад, на базі телефонної мережі) або бездротяними (радіоканал, GSM, GPRS, супутникові канали). Типи сигналів:

ТС – телесигнал (двійковий типу «ТАК/НІ»)

ТВ, ТВП – телевимірювання (поточне), кодують 8- або 16-розрядним цілим числом;

ТВІ – телевимірювання інтегральне (приймає імпульси від лічильників, кожен імпульс відповідає визначеній кількості кВт-годин електроенергії);

ТУ – телеуправління виконавчими механізмами («Вмикнути» / «Ви-мкнути»);

ТР – телерегулювання (плавне або багатопозиційне керування).

Способи обміну між ПК та КП: опитування, циклічне передавання та спорадичне (за зміною значення сигналу) передавання.

Способи кодування й захисту даних визначає телемеханічний протокол. Раніше кожен розробник комплексів телемеханіки розробляв свій власний протокол зв'язку. Приклади таких, досить розповсюджених систем:

- УТС-8, УТК-1, ВРТФ-3 — найбільш примітивні системи з жорстко визначеною кількістю сигналів;
- КОМПАС, ТМ-512, ТМ-120, ТМ-320, Граніт, ТМ-800В — більш досконалі модульні пристрої з 8-розрядними АЦП;
- МКТ-2, МКТ-3, ТМ-800А – теж саме, використовують на ПС 330 кВ для роботи в циклічному режимі;
- Корунд-М/КА-96, Спрут/КОТ — сучасні вітчизняні системи з підтримкою МЕК-870-5-101 та 12-розрядними АЦП.

Класифікацію систем телемеханіки наведено на рис. 6.1.

Вимірювання всіх цих величин виконують за допомогою вимірювальних перетворювачів. Сучасні перетворювачі є цифровими, вони вимірюють вхідний сигнал і перетворюють його у цифрову форму за допомогою власних аналого-цифрових перетворювачів (АЦП).

Для високовольтих підстанцій існують вимоги до обсягу та якості інформації, що збирається з датчиків: положення комутаційних апаратів повинні опитуватися контрольованим пунктом (КП) 8 разів у секунду, значення фазних струмів, фазних/лінійних напруг, активної й реактивної потужності, частоти повинні опитуватися 1 раз на секунду (для сигналів перетоків потужності по ПЛ 110-750 кВ). Передані на верхній рівень дані повинні забезпечуватися мітками часу, телевимірювання повинні мати розрядність не менше 12 біт, тому де-факто стандартним телемеханічним протоколом передачі є МЭК 61870-5-101, а телемеханічні канали зв'язку повинні мати швидкість 2400 - 9600 бод, тобто на порядок вище традиційних ВЧ-ущільнених каналів (40 - 600 бод).

Представлена на рис. 6.2 структурна схема являє приклад реалізації КТЗ АСДУ ПС на базі універсального контрольованого пункту телемеханіки (УКП ТМ) «Корунд-М» та цифрових вимірювальних перетворювачів, що підтримують цифровий інтерфейс RS-485 та протокол Modbus.

УКП телемеханіки має модульну структуру, містить модулі: центрального процесора (МЦП), живлення (МЖ), телесигналізації (МТС), сполучення із ВЧ-каналами телемеханіки та підключення цифрових вимірювальних перетворювачів (МКА), телевимірювань інтегральних (МТВІ) і поточних (МТВП), телеуправління (МТУ).

Для захисту УКП від перешкод по вимірювальним ланцюгам служить шафа захистів. Вимоги до телевимірювань визначають використання цифрових вимірювальних перетворювачів (ЦВП), що підключаються до УКП за допомогою вузла комунікацій КП. Досить розповсюджені ЦВП багатьох виробників мають модифіка-

ції, що забезпечують технічний облік електроенергії. ЦВП з'єднують між собою шиною RS-485 (число пристроїв визначається необхідним періодом опитування й може становити від 5 пристроїв для приєднань 220-750 кВ до 3 пристроїв для приєднань 6-10 кВ). Типова схема передбачає підключення 40 ЦВП по 8 каналам RS-485. Вузол комунікацій також забезпечує обмін інформацією з верхнім рівнем по швидкісним телемеханічним каналам (основному й резервному).

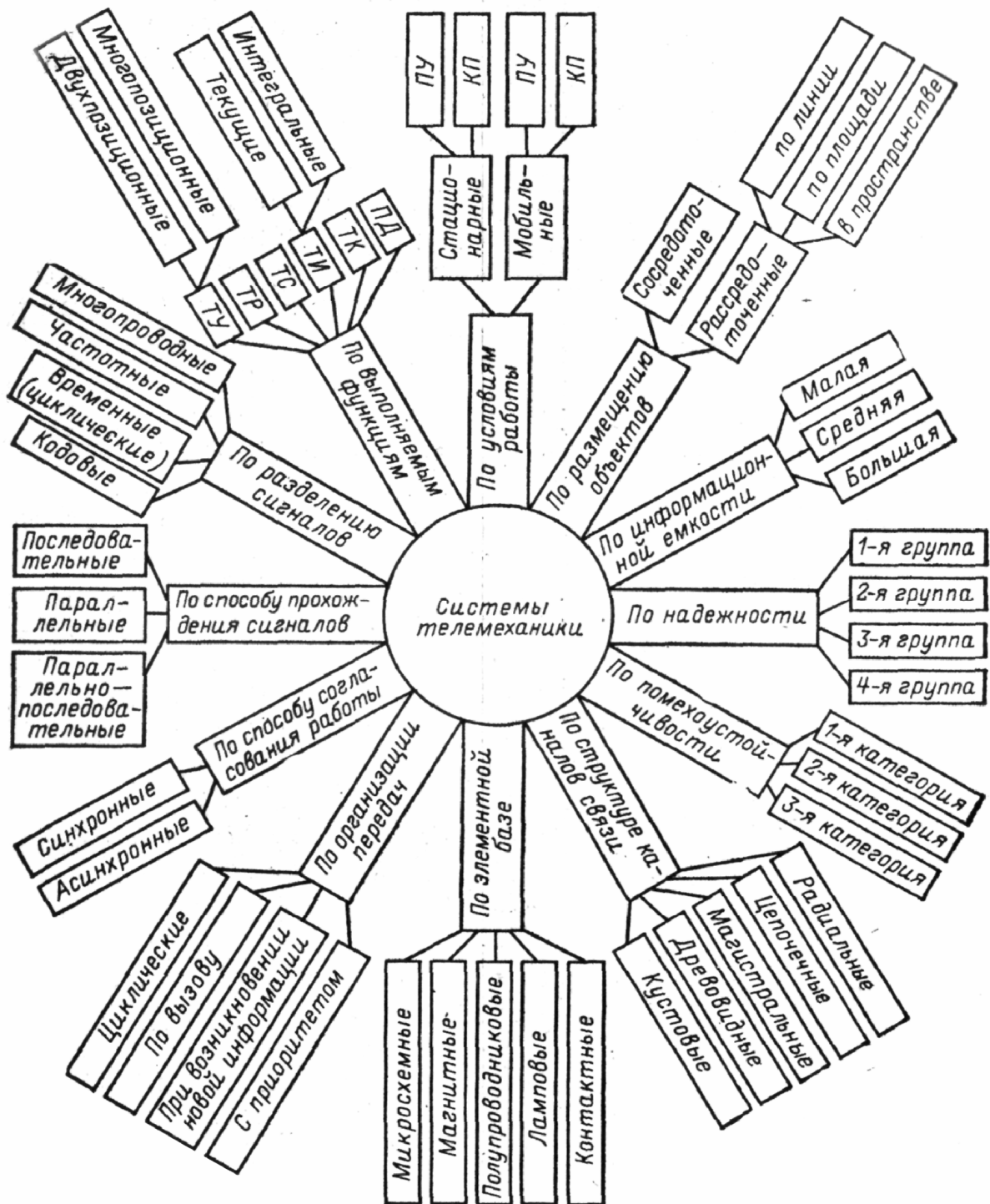


Рис. 6.1 – Традиційна класифікація систем телемеханіки¹

¹ Перекласти на українську мову нема можливості

можливість підключення до корпоративного TCP/IP каналу зв'язку за допомогою змінних інтерфейсних модулів. Застосування стандартних промислових рішень дозволяє підключати мікропроцесорні пристрої захистів, реєстраторів аварій і т.п., що дозволяє з АРМ чергового ПС (а при наявності досить швидкісного каналу зв'язку - фахівцям центральних служб) зчитувати із цих приладів дані (в. т.ч. в автоматичному режимі) й виконувати їх параметрування.

Електричне живлення системи резервується (з 2 секцій власних потреб) автоматом включення резерву АВР.

Тенденція до інтеграції різних мікропроцесорних систем і технічних засобів підстанцій і зростаючі запити диспетчерської та інших служб до кількості і якості одержуваної на ПС інформації визначають вимогу до можливості стикування КТЗ АСДУ з мікропроцесорними засобами релейного захисту й автоматики, реєстраторами аварій, у найближчому майбутньому - із пристроями неруйнуючого контролю й діагностики силового встаткування під навантаженням, а також можливість обміну інформацією з локальною комп'ютерною мережею підстанції з умовою забезпечення розмежування доступу й безпеки роботи засобів АСДУ.

Існує міжнародний стандарт МЭК 850 (IEC61850), який визначає способи з'єднання усіх мікропроцесорних приладів на підстанції в одну мережу на базі ЛОМ Ethernet та стека протоколів TCP/IP.

Програмне забезпечення для керування технологічними процесами, на базі якого створюють системи керування конкретними об'єктами, має загальну назву SCADA/HMI (Supervisory Control And Data Acquisition/Human-Machine Interface), тобто система збору даних та диспетчерського керування / людино-машинне міжпиччя .

Приклади таких систем: Intellution iFIX, AdAstra TraceMode, Klinkmann InTouch, Iconics Genesis32, ABB MicroSCADA, Siemens SICAM, Siemens Simatic. У склад входять:

- база даних реального часу (БД РЧ),
- драйвери введення-виводу сигналів телемеханіки,
- тривожна сигналізація,
- підтримка ЛОМ,
- інтерфейс користувача на клієнтських місцях, у тому числі відображення мнемосхем підстанцій та мережі;
- безпека й регламентація доступу, захист даних,
- двійкова історія (ретроспектива) сигналів,
- підсистема розробки (редактори мнемосхем, БД РВ та ін.).

7. СИСТЕМИ АВТОМАТИЧНОГО РЕГУЛЮВАННЯ ЧАСТОТИ Й ПОТУЖНОСТІ

7.1. Призначення й функції САРПЧ

7.2. Структурна схема САРПЧ

Головним завданням САРПЧ є автоматичне забезпечення запланованого сальдо обміну потужності й частоти системи, а також дати можливість диспетчерові виконувати диспетчеризацію й економічне регулювання генерації, беручи до уваги вимоги до резервів, як у нормальних, так і в аварійних умовах.

Повинні бути забезпечені основні можливості, які є важливими для контролю, диспетчеризації й керування генерацією, включаючи: операторський інтерфейс із можливостями контролю, аварійної сигналізації/реєстрації аварійних повідомлень.

Основні вимоги до функцій САРПЧ:

- інформацію про виміри перетоків потужності в граничних пунктах і стан комутуючих пристроїв брати з бази даних реального часу оперативно-інформаційного комплексу (ОІК);
 - циклічність передачі даних 1 сек.;
 - перевірка й достовірність (вибір достовірного значення параметру з найвищим пріоритетом при надходженні інформації з декількох вимірювальних пунктів) вимірювальних даних;
 - пропорційно - інтегральний закон регулювання;
 - регулювання або частоти, або сальдо перетікань, або комбінація цих двох змінних;
 - інтегрування в часі відхилень між дійсним і плановим обміном потужності;
 - створення бази даних процесу регулювання;
 - ведення архіву бази даних;
 - розрахунок помилки регулювання (АСІ) відповідності до рівняння:

$$АСІ = \sum \Delta P \pm K * \Delta f,$$

де: $\sum \Delta P$ - відхилення фактичного сальдо обміну потужності від запланованого, K - коефіцієнт потужності й частоти, Δf - відхилення фактичної частоти від базової;

- генерація керуючого сигналу;
- посилка на об'єкт заданої базової частоти й керуючого сигналу, на вибір користувача, з інтервалом від 2 до 30 секунд;
- блокування посилки керуючого сигналу при виявленні неправильної роботи системи;
- візуалізація регулювального процесу на терміналі;
- самоконтроль правильності роботи системи в цілому;
- обмін інформацією з ЕАСС у Варшаві;
- можливість ручного введення:
 - заданої потужності обміну,
 - базової частоти,
 - статичних і динамічних параметрів регулятора;
- можливість інтервенційної зміни керуючого сигналу незалежно від зміни, розрахованої алгоритмом регулятора;

- протокол передачі даних ІЕ 870-5-101;
- виміри частоти системи з точністю 1 мГц;
- точність вимірів активної потужності - 0,5%.

Структурну схему САПЧ Західної ЕС наведено на рис. 7.1:

ДП — диспетчерський пункт;

ОІК — оперативно-інформаційний комплекс;

КОТ — ПУ телемеханіки;

АРМ — автоматизоване робоче місце;

М — модем зв'язку.

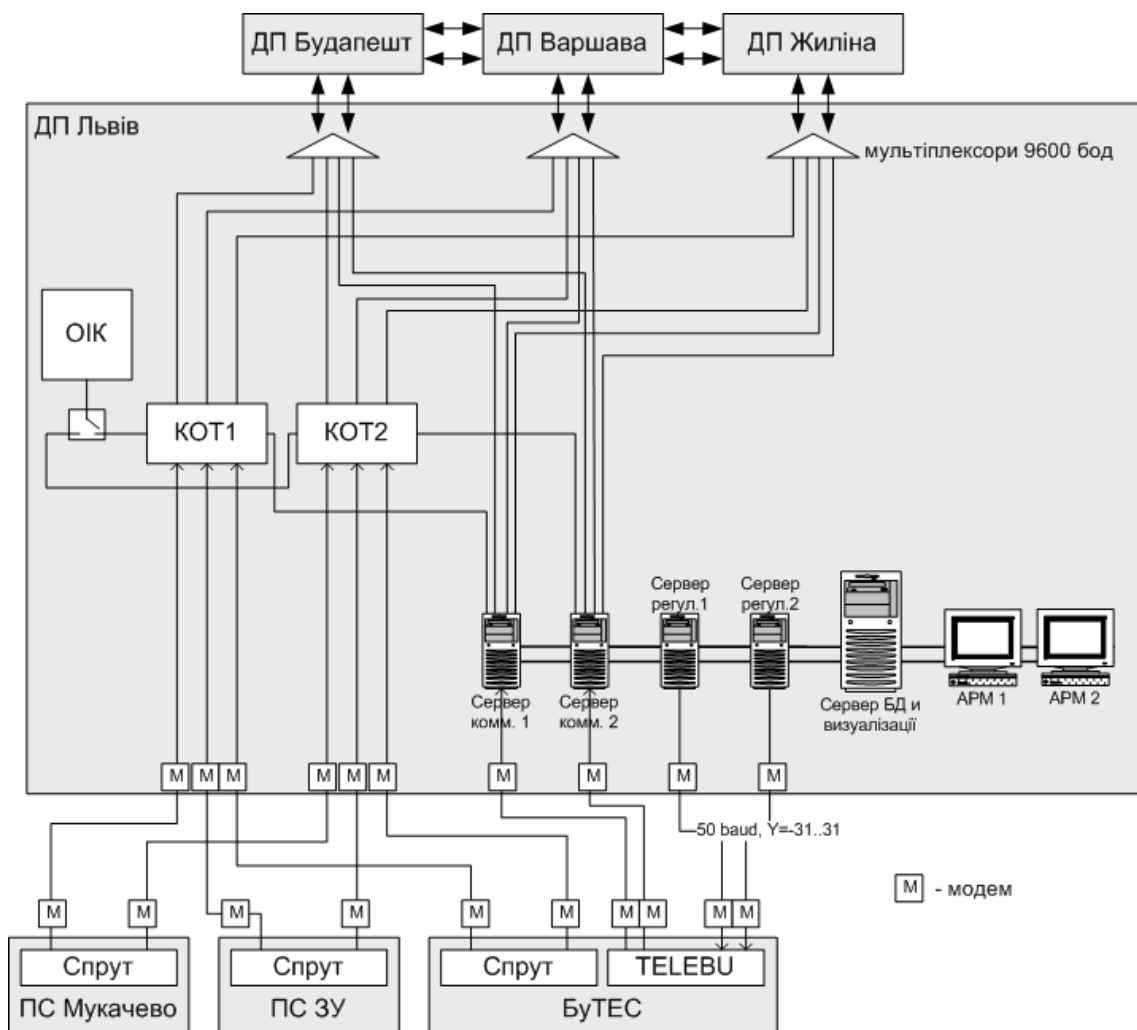


Рис. 7.1 – Структурна схема САПЧ Західної енергосистеми

Оперативне управління щодо регулювання частоти та потужності в ОЕС України повинне відповідати нормативам СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.156:2009 та СОУ-Н ЕЕ ЯЕК 04.157:2009

8. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ РІВНЯ РАЙОНУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ (РЕМ)

8.1. Завдання й функції

8.2. Склад і структурна схема

8.3. Телемеханіка та система передавання даних (СПД)

Завдання і функції АСДУ

•Збір ТС (положення вимикачів, стан захистів), ТВ (напруги, струми, потужності), їхня ретрансляція в інші РЕМ та на верхній рівень, архівування ТС (спорадичне) та ТВ (циклічне).

- Видача ТУ.
- Відображення ТС на мнемощиті та АРМ диспетчера РЕМ, тривожна сигналізація.
- Ведення схеми комутації й ремонтних схем ПС, РП, ТП.
- Ведення журналу подій.
- Ведення поопорних схем.
- Автоматизація документообігу.

Структурна схема (2 рівні)– дивись рис. 8.1.

Рівень ПС складається з КП ТМ (RTU – Remote Terminal Unit) із платами (модулями) ТС, ТВ, ТУ, ланцюгів телесигналізації, ланцюгів телеуправління (включаючи блоки проміжних реле) а також цифрових вимірювальних перетворювачів на приєднаннях 35 кВ.

Рівень РЕМ складається з ПУ ТМ (Front-End), серверної стійки з GPS-приймачем для синхронізації часу і АРМ диспетчера РЕМ з принтером. SCADA-сервер виконує обробку та накопичення даних, АРМ диспетчера забезпечує інтерфейс диспетчера з системою. Передбачено 1 резервний/технологічний УКП телемеханіки для перевірки відремонтованих модулів, а також джерело безперервного живлення в складі стійки. Модем забезпечує зв'язок з верхнім рівнем.

Канали зв'язку - радіоканали 1200-2400 бод, дротяний зв'язок із частотним ущільненням 100 бод, у майбутньому – супутникові та GPRS-канали,

Апаратура: Мікродат, Енергетик, ТМ-120, Граніт на ПС, КА-96 в РЕМ.

Структурная схема ОИК АСДУ Дробовского РЭС ОАО «Черкассыоблэнерго»

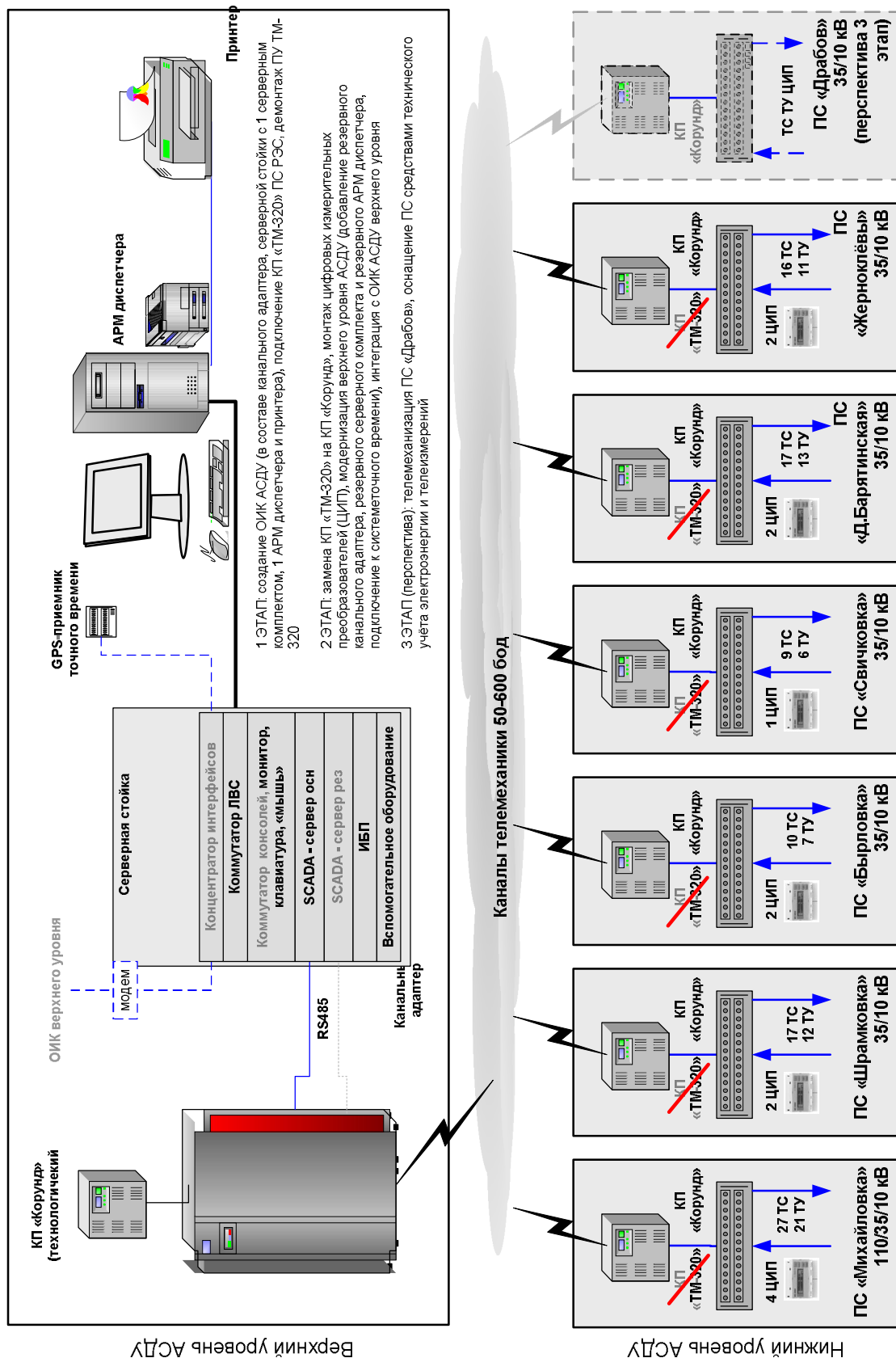


Рис. 8.1. – Структурная схема АСДУ РЕМ

9. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ РІВНЯ ПІДПРИЄМСТВА ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ (ПЕМ) І ОБЛЕНЕРГО

9.1. Завдання й функції

9.2. Склад і структурна схема

9.3. Телемеханіка і СПД

Завдання й функції АСДУ

- Збір ТС (положення вимикачів, стан захистів), ТВ (напруги, струми, потужності) і їх ретрансляція в інші РЕМ та на верхній рівень, прийом ретрансляції сигналів з підпорядкованих РЕМ та сусідніх обленерго

- архівування ТС (спорадичне) та ТВ (циклічне)
- Видача ТУ
- Відображення ТС на мнемощиті й АРМ диспетчера РЕМ, тривожна сигналізація
- Ведення схеми комутації й ремонтних схем ПС, РП, ТП
- Достовіризація ТС і ТВ, дорозрахунок, інтегрування потужності, ведення балансів потужності й енергії
- Ведення поопорних схем
- Автоматизація документообігу

Структурна (2 рівні) схема – дивись рис. 9.1.

Рівень ПС складається з КП телемеханіки (RTU) із платами (модулями) ТС, ТВ, ТУ, ТВІ, ланцюгів телесигналізації, ланцюгів телеуправління (включаючи блоки проміжних реле) а також цифрових вимірювальних перетворювачів на приєднаннях 35 і 110 кВ. На підстанціях, що обслуговують, може бути встановлений АРМ чергового ПС.

Загальна кількість ТС і ТВ у системі – близько 1000.

Рівень обленерго складається з:

- ПУ ТМ (ЦППС) – як правило, дубльований з метою підвищення надійності роботи серверного обладнання, у тому числі серверної стойки з GPS-приймачем для синхронізації часу. Серверне обладнання, як правило, дубльоване і працює в паралельному режимі. SCADA-сервер (основний та резервний) виконує обробку та накопичення даних. Електричне живлення стійки – через джерело безперервного живлення. Забезпечується зв'язок з верхнім рівнем через маршрутизатор.

- 2 АРМ диспетчера з принтером. АРМ диспетчера забезпечує інтерфейс диспетчера з системою. Також до складу системи входить АРМ телемеханіка для контролю роботи ПУ та каналів зв'язку, а також АРМ програміста для супроводження системи.

- є резервний/технологічний УКП телемеханіки для перевірки модулів.

Канали зв'язку - радіоканали 1200-9600 бод, дротяний зв'язок із частотним ущільненням 100-600 бод, супутникові та GPRS-канали.

Апаратура: Граніт, Граніт-Мікро, ТМ-800В, Корунд-М, ТМ-320 на ПС

Структурная схема ОИК АСДУ Днепропетровских восточных электросетей ОАО «ЭК «Днепрооблэнерго»

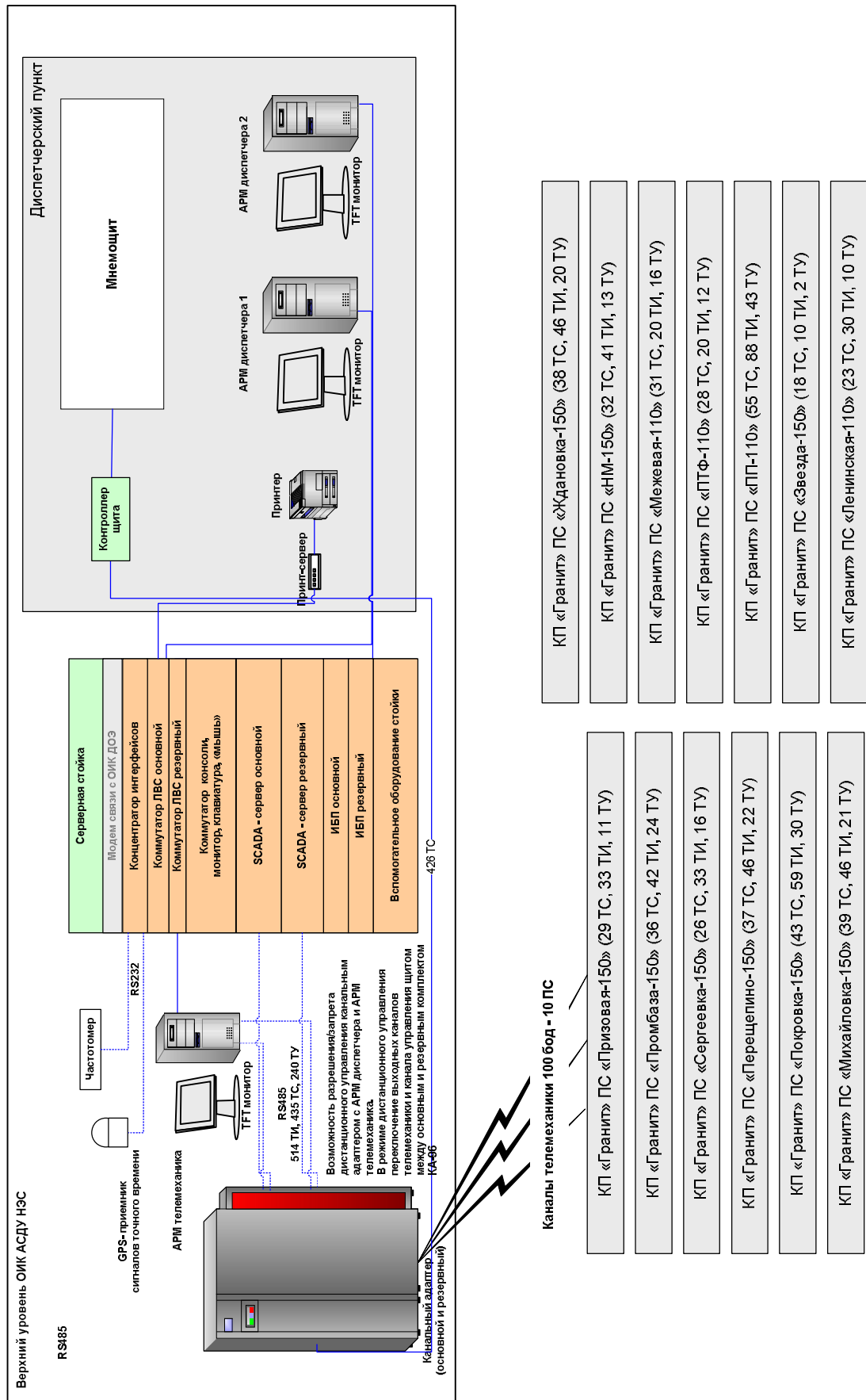


Рис. 9.1 – Структурна схема АСДУ ПЕМ

10. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО УПРАВЛІННЯ МЕРЕЖАМИ 220-750 КВ

10.1. Завдання й функції

10.2. Склад і структурна схема

10.3. Телемеханіка й СПД

Завдання — автоматизація диспетчерського керування магістральними електричними мережами (МЕМ) і енергосистемою (ЕС), автоматизація роботи чергового ПС і роботи технічних служб підприємства.

Основні функції системи

- збір, верифікація, обробка оперативних параметрів, одержаних від систем телемеханіки;
- архівування зібраної інформації;
- діагностика стану пристроїв телемеханіки й каналів зв'язку;
- підтримка функціонування диспетчерського щита;
- відображення однолінійних схем телемеханізованих ПС з урахуванням стану комутаційних апаратів відносно до схеми нормального режиму мережі на моніторах АРМ;
- ведення схеми комутації мережі (СНР);
- ведення добової відомості;
- розрахунок режимів електричної мережі;
- сигналізація нештатних ситуацій;
- ведення оперативних заявок;
- планування режимів;
- введення інформації з файлів і макетів;
- масштабування планшетів ПС;
- швидка навігація в графічному інтерфейсі системи, у т.ч. швидка навігація до об'єкту, на якому відбулася подія;
- обчислення розрахункових втрат, побудова балансів споживання в різних розрізах;
- дорозрахунок нетелевимірюваних величин;
- ручне введення значень параметрів ТС, ТВ;
- автоматизоване, ручне й табличне введення планових значень;
- забезпечення зв'язку з суміжними системами.
- АСДУ мереж 500-750 кВ (диспетчерський центр НЕК «Укренерго») також має групу функцій економічних розрахунків.

Зразки структурних схеми системи в цілому, підсистем рівнів МЕМ та підстанції наведено на рисунках.

Структурна схема КТС системи управління Львівських магістральних електричних мереж (ЛМЕМ)

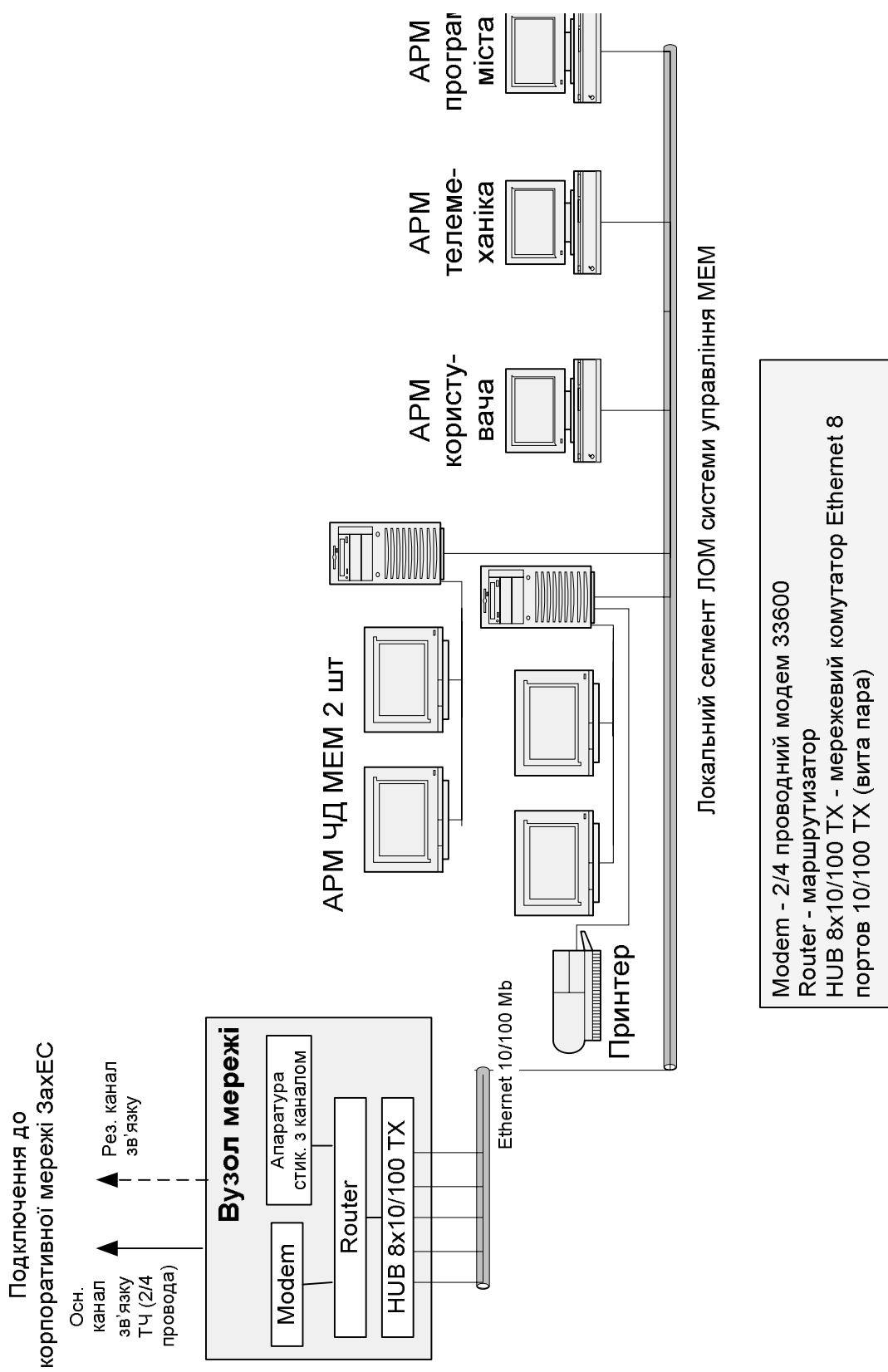


Рис. 10.2 – Структурна схема АСДУ магістральних електричних мереж (у складі АСДУ енергосистеми)

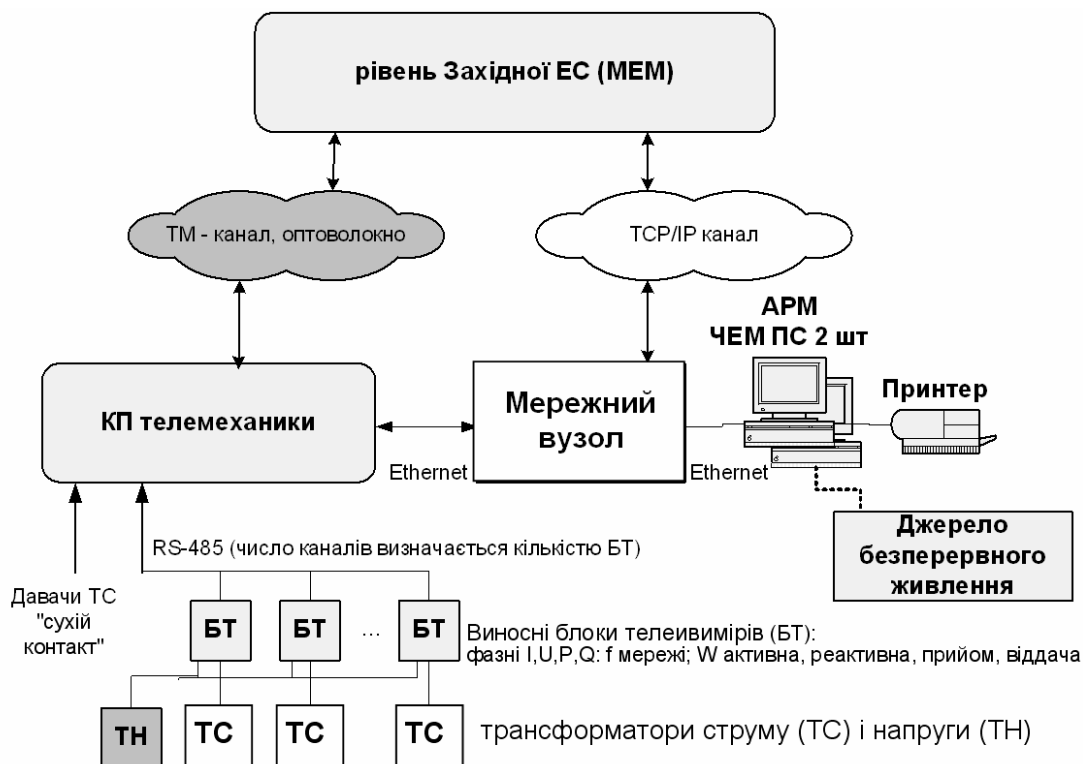


Рис.10.3 – Структурна схема комплексу технічних засобів АСДУ рівня підстанції

Таблиця 10.1 – Опис АСДУ

Складова КТЗ	Позначка	Призначення
Рівень енергосистеми		
ЦППС (основна та резервна)	Стійка ЦППС	ЦППС призначена для прийому телемеханічної інформації від контрольованих пунктів і передачі її на сервер збору даних автоматизованої системи диспетчерського контролю й керування
Серверне обладнання (дубльоване): сервери SCADA, архівів, термінальний, WEB/Поштовий, Технологічний	Серверна стійка	Сервери SCADA і архівів призначені для виконання диспетчерсько-технологічних завдань, термінальний — для графічного термінального доступу користувачів, WEB — для доступу за допомогою WEB-браузера, поштовий — для забезпечення функціонування електронної пошти, технологічний — для налагодження програмного забезпечення системи
Робочі станції користувачів	АРМ	Забезпечення людино-машинного інтерфейсу при виконанні прикладних завдань системи
Диспетчерський мнемощит з контролером ППУ	Диспетчерський щит/ППУ	Відображення поточних положень та сигналізація переключень вимикачів та аварійно-попереджувальних сигналів у реальному часі, що надійшли з підсистеми телемеханіки
Комунікаційне обладнання системи (модульні маршрутизатори та між-мережні екрани CISCO), сервери асинхронних портів, модемна стійка та конвертери інтерфейсів	Комунікаційна стійка	підключення віддалених сегментів мережі ОІК до серверного обладнання, розділ з суміжними ЛОМ

Продовження таблиці 10.1

Суміжні системи		
Система обліку електроенергії	DG C-300	дивись розділ «АСКОЕ»
Шлюз TASE.2	Шлюз TASE.2	Обмін даними з НЕК за протоколом TASE.2
Система автоматичного регулювання частоти та потужності	Центральний регулятор	дивись розділ «САПЧ»
Рівень MEM		
Робоча станція диспетчера	АРМ ЧД MEM	Диспетчерське управління магістральною мережею
Робочі станції інших користувачів	АРМ користувача, телемеханіка, програміста	Супроводження системи, користування інформацією АСДУ
Мережний комутатор	HUB	Об'єднання АРМ у сегмент мережі
Маршрутизатор	Router	Забезпечення зв'язку з енергосистемою
Модем	Modem	Підключення маршрутизатора до каналу зв'язку
Рівень ПС		
Контрольований пункт телемеханіки	КП телемеханіки	Збір телемеханічної інформації та передача її на АРМ ПС та на верхній рівень
Шафа комунікаційна	Мережний вузол	З'єднання між собою АРМ ПС, КП телемеханіки та підключення до ТСП/ІР- каналу зв'язку
Робоча станція чергового електромонтера (ЧЕМ) ПС	АРМ ЧЕМ ПС	Виконання завдань управління електричною підстанцією
Телемеханічний канал зв'язку	ТМ-канал	Канал зв'язку, по якому передають сигнали телемеханіки (ТС, ТВ)
Канал зв'язку ТСП/ІР	ТСП/ІР канал	Канал зв'язку, по якому передається інформація за протоколом ТСП/ІР
Цифровий вимірювальний перетворювач (блок телевимірів)	БТ	Перетворення значень напруги та струму в цифрові сигнали
Трансформатори струму на напруги	ТС, ТН	Вимірювання струму 220-750 кВ та напруги 6-750 кВ

11. АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ ОБЛІКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

11.1. Концепція побудови

11.2. Комерційний облік

11.3. Технічний облік

11.1. Основні завдання й функції АСКОЕ в умовах енергоринку

Сучасні автоматизовані системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) доцільно проектувати й впроваджувати як інтегровані системи обліку енергоресурсів (включаючи газ, тепло тощо). Основним нормативним документом є «Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку» (додаток П.3)

Структури АСКОЕ призначені для вирішення таких завдань:

- комплексний автоматизований комерційний і технічний облік електроенергії й енергоносіїв на підприємстві, його інфраструктурах за чинними тарифними системами за всіма параметрами енергообліку (для електроенергії - за споживанням енергії та потужності) з метою забезпечення зовнішніх і внутрішніх розрахунків за енергоресурси й забезпечення їх раціональних витрат;
- контроль енергоспоживання за всіма енергоносіями, місцями і структурами обліку в заданих часових інтервалах (3÷10, 30 хвилин, доба, декада, місяць, квартал, рік) щодо заданих лімітів, режимних і технологічних обмежень потужності, витрат, тиску й температури з метою економії енергоресурсів і забезпечення енергопостачання;
- фіксація відхилень контрольованих величин енергообліку та їхня оцінка в абсолютних і відносних одиницях з метою полегшення аналізу енергоспоживання;
- сигналізація відхилень контрольованих величин понад допустимий діапазон значень з метою прийняття оперативних рішень;
- прогнозування (коротко-, середньо- і довгострокове) значень величин енергообліку з метою планування енергоспоживання;
- автоматичне керування енергоспоживанням на основі заданих критеріїв і пріоритетних схем увімкнення/вимкнення споживачів-регуляторів з метою економії ручної праці й забезпечення якості керування;
- забезпечення внутрішнього госпрозрахунку за енергоресурси між цехами й підрозділами заводу з метою їх економії та раціональних витрат на робочих місцях;
- точний розрахунок із субабонентами підприємства за енергоспоживання з метою справедливого розподілу енерговитрат.

Усю сукупність функцій систем середнього рівня й ПК верхнього рівня АСКОЕ можна класифікувати за наступними групами Функцій:

- формування нормативно-довідкової бази енергообліку підприємства за кожною точкою в структурі обліку, тарифах, зонах, змінах, апаратних і програмних засобах АСКОЕ;
- збір в автоматичному (за заданими періодами часу) і ручному (за запитом оператора) режимах конкретних штатних параметрів кожної системи децентралізованої АСКОЕ за кожною точкою й/або структурі обліку;
- накопичення даних енергообліку в базі даних АСКОЕ на ПК по кожній точці обліку з заданою тимчасовою дискретністю на необхідну ретроспективу;

- обробка накопичених значень енергообліку відповідно до чинних тарифів, схеми енергопостачання й структури обліку підприємства;
- відображення вимірювальної й розрахункової інформації енергообліку у вигляді комплексу графіків, таблиць і відомостей на моніторі ПК;
- документування вимірювальної й розрахункової інформації енергообліку у вигляді графіків, таблиць і відомостей на принтері ПК;
- сигнали про позаштатні ситуації;
- прогнозування навантаження;
- автодіагностика АСКОЕ з аналізом надходження інформації від первинних перетворювачів нижнього рівня АСКОЕ, перебоїв і відмов систем і каналів зв'язку.

Системи контролю й обліку енергоресурсів (АСКОЕ) у загальному випадку містять три рівні:

- нижній рівень - вимірювальні перетворювачі – ВП (датчики, лічильники) з телеметричними виходами або цифровими інтерфейсами, що здійснюють беззупинно або з мінімальним інтервалом усереднення вимір параметрів енергообліку споживачів (витрати, потужність, тиск, температуру, кількість енергоносіїв, кількість теплоти з енергоносієм) у місцях обліку (фідер, труба); облік електроенергії виконує лічильник;

- середній рівень — контролери (спеціалізовані вимірювальні системи або багатофункціональні програмовані перетворювачі) з програмним забезпеченням з енергообліку, що здійснюють у заданому циклі інтервалу усереднення цілодобовий збір вимірювальних даних з територіально розподілених ВП, накопичення, обробку й передачу цих даних на верхній рівень; для обліку електроенергії на середньому рівні використовують прилади обліку, для технічного обліку використовують також КП телемеханіки з входами телевимірів інтегральних (ТВІ), до яких підключають телеметричні (імпульсні) виходи лічильників;

- верхній рівень - персональний комп'ютер (ПК) або комп'ютерна мережа зі спеціалізованим програмним забезпеченням, що здійснює збір інформації з контролера (або групи контролерів) середнього рівня, підсумкову обробку цієї інформації як у місцях обліку, так і в їхніх групах - у підрозділах і об'єктах підприємства, відображення й документування даних обліку у вигляді, зручному для аналізу й прийняття рішень (керування) оперативним персоналом служби головного енергетика й керівництвом підприємства.

Усі вимірювальні (а також обчислювальні) засоби й лінії зв'язку, які мають точнісні характеристики та впливають на точність обліку за наданою точкою обліку, називають **вимірювальним каналом**. Як правило, до каналу входять усі вимірювальні перетворювачі та канали зв'язку, в яких інформація передається у аналоговому вигляді, а також обчислювальні засоби, які впливають на точність передавання облікових даних (наприклад, при формуванні пакетів даних для передачі на інший рівень може бути змінена форма подання числа). У випадку комерційного обліку електроенергії кожна точка обліку має 2 канали, які відповідають наявності основного та дублюючого лічильника; похибка вимірювального каналу має апаратну та обчислювальну складові. При правильно обраних обчислювальних засобах, програмному забезпеченні, алгоритмах обчислювань та протоколах передавання даних програмна складова похибки

обліку набагато менш за апаратною. При визначенні похибки обліку враховують точність вимірювань не тільки безпосередньо облікових величин, а також і точність прив'язки до часу, яку можуть виконувати не тільки цифровий перетворювач (лічильник), а окремий контролер (прилад обліку).

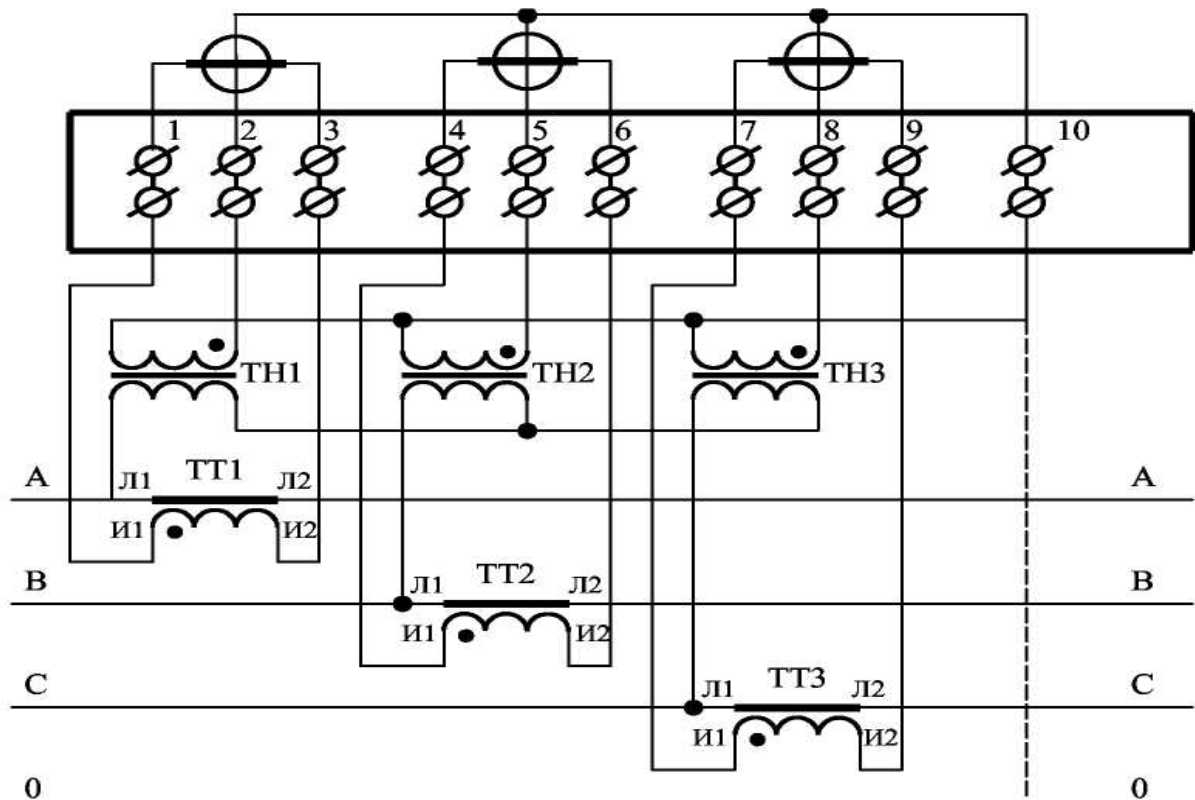
Наприклад, для обліку електричної енергії з використанням приладу обліку «ІТЕК-210» під вимірювальним каналом (без урахування програмної компоненти) маєтись на увазі сукупність трансформаторів струму та напруги, їхні вторинні ланцюги, електролічильник з телеметричним (імпульсним) виходом і двопровідна лінія зв'язку до приладу обліку.

Нижній рівень систем обліку підключається до верхнього за допомогою ланцюгів імпульсних виходів або послідовними каналами зв'язку (RS-232, RS-485, токова петля).

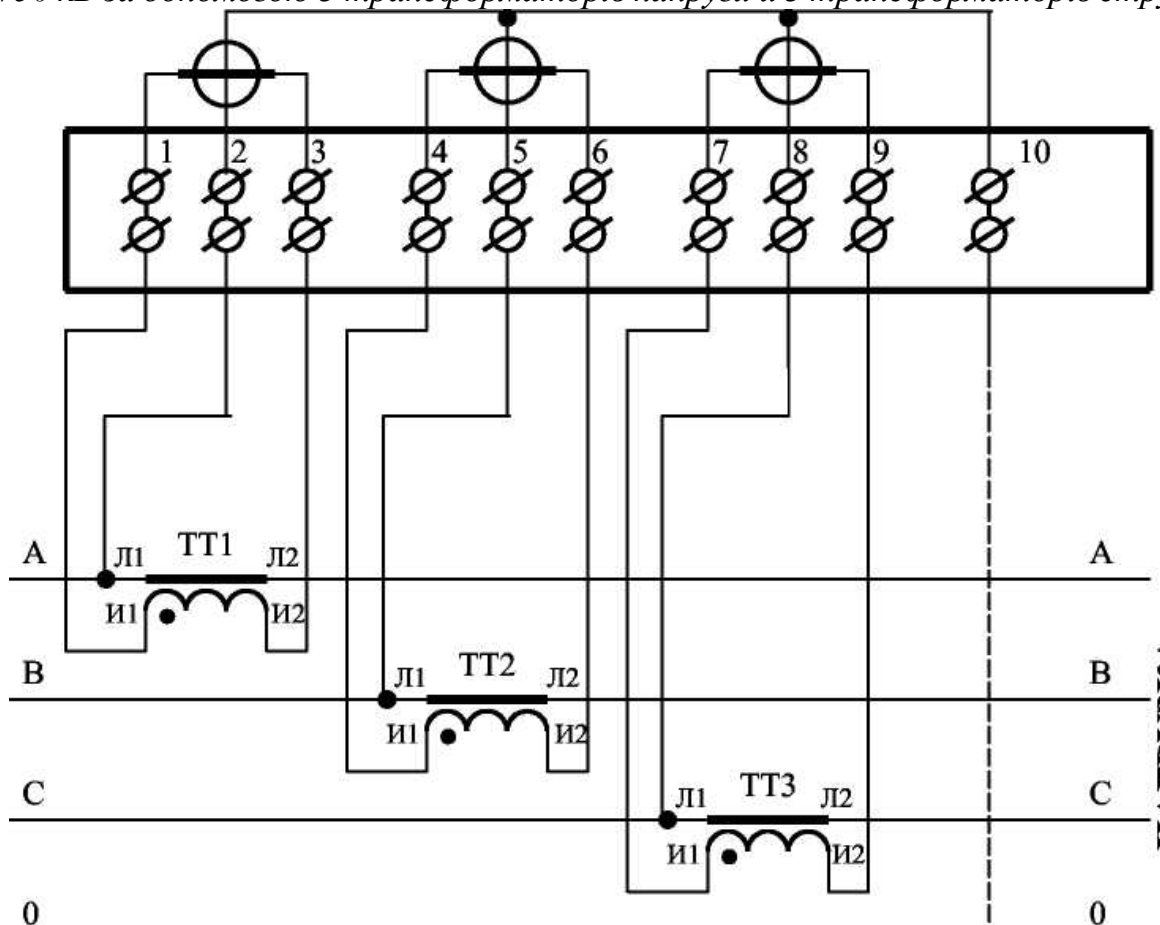
Середній рівень АСКОЕ пов'язаний із верхнім рівнем каналом зв'язку, де можуть використовуватися фізичні провідні лінії зв'язку, виділені або комутовані телефонні канали, радіоканали, в тому числі супутникові та стільникові. До змісту поняття каналу зв'язку входять не тільки лінії зв'язку, а й устаткування зв'язку, що обслуговує ці лінії, іноді сукупність каналів зв'язку називають середовищем зв'язку. Передача даних по цих каналах здійснюється, як правило, з використанням стандартних інтерфейсів (інтерфейси типу RS-232, RS-485, ІРПС і т.п.) і відповідно стандартних (наприклад Modbus, IEC1107) або оригінальних (протоколи систем IBCE4, СЕМ-1 і т.п.) протоколів обміну.

11.2. Інтерфейси вимірювальних каналів аское

Для обліку електроенергії в якості первинних вимірювальних перетворювачів використовують вимірювальні трансформатори струму та напруги. Струм у вторинних ланцюгах трансформаторів струму є пропорційним до первинного струму в фазі фідера і має номінальне значення 1, 2 або 5 А. Напруга у вторинних ланцюгах трансформаторів напруги пропорційна до первинній напруги. Номінальна фазна напруга вторинних ланцюгів трансформаторів напруги складає $100/\sqrt{3}$ В, міжфазна (лінійна) — 100 В. Використовують тільки вимірювальні вторинні обмотки трансформаторів, які мають точнісні характеристики, зазначені в паспорті трансформатора. Використовують декілька схем підключення лічильників до вимірювальних трансформаторів залежно від наявності трансформатора в фазі «В» та схем з'єднання обмоток вимірювальних трансформаторів (рис. 11.1 – 11.3). Як правило, сучасні лічильники підтримують усі ці схеми, необхідно тільки виконати параметрування лічильника.

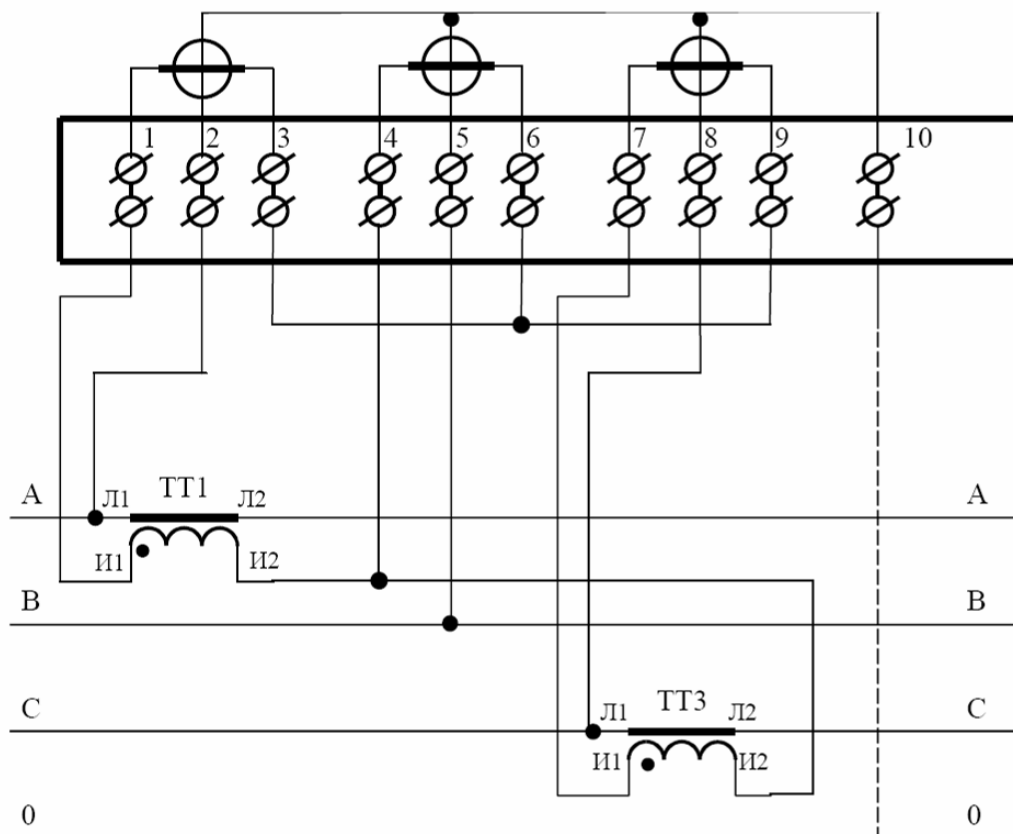


а) Схема підключення лічильника до трифазної 3-дротяної або 4-дротяної мережі 6-750 кВ за допомогою 3 трансформаторів напруги й 3 трансформаторів струму

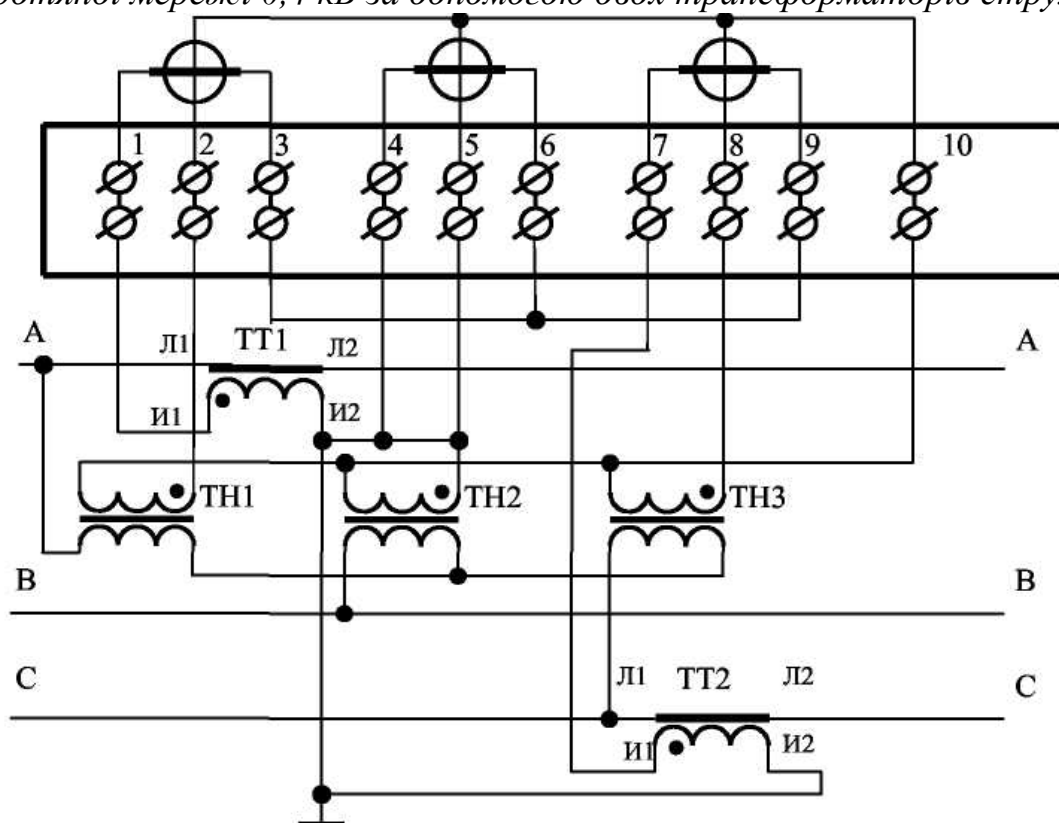


б) Схема підключення лічильника до трифазної 3-дротяної або 4-дротяної мережі 0,4 кВ за допомогою 3 трансформаторів струму

Рис. 11.1



а) Схема підключення лічильника до трифазної трьохдротяної або чотирьохдротяної мережі 0,4 кВ за допомогою двох трансформаторів струму



б) Схема підключення лічильника до трифазної 3-проводної мережі за допомогою 3 трансформаторів напруги й 2 трансформаторів струму

Рис. 11.2

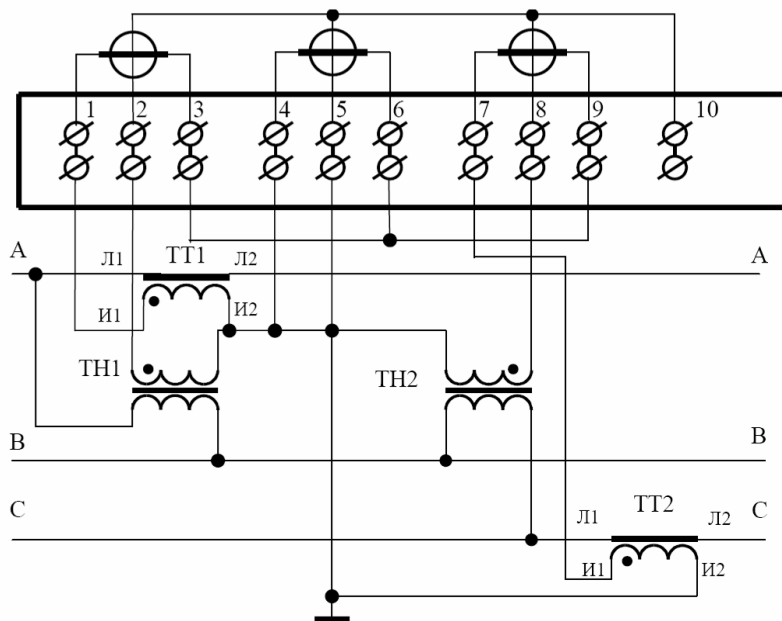


Рис. 11.3 – Схема підключення лічильника до трифазної 3-проводної мережі за допомогою 2 трансформаторів напруги й 2 трансформаторів струму

11.3. Інтерфейси каналів зв'язку аскоє

Канали зв'язку в трирівневій структурі АСКОЄ промпідприємства поєднують лічильники з приладами обліку, а також прилади обліку з верхнім рівнем.

Більшість лічильників і ПО мають типові інтерфейси, розглянуті далі.

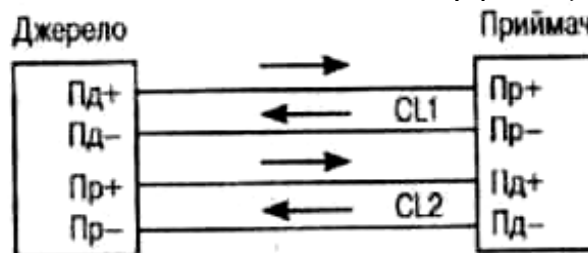


Рис. 11.4

Інтерфейс зі струмовою петлею (CL — Current Loop) належить до класу універсальних двоточкових радіальних інтерфейсів вилученого послідовного доступу до систем — рис. 11.4. Цей інтерфейс широко застосовують в промисловості, бо він дає змогу здійснити зв'язок фізичними лініями на далекій відстані (до 3 км) без використання апаратури передачі даних (модемів). Інтерфейс CL є двопровідною лінією, яка утворює струмову петлю із джерелом струму, що перемикається дискретно, і приймачем. Дані від джерела до приймача передають послідовно побітно й побайтно асинхронним способом сигналами постійного струму ($i < 2$ мА відповідає логічному «0», $i > 17$ мА — логічної «1»). Для симплексного передавання даних у одному напрямку використовують 2-дротяний ланцюг, для дуплексної передачі в двох напрямках — 4-дротяний (ІРПС). Максимальна швидкість на відстані 500 м — 9600 біт/с.

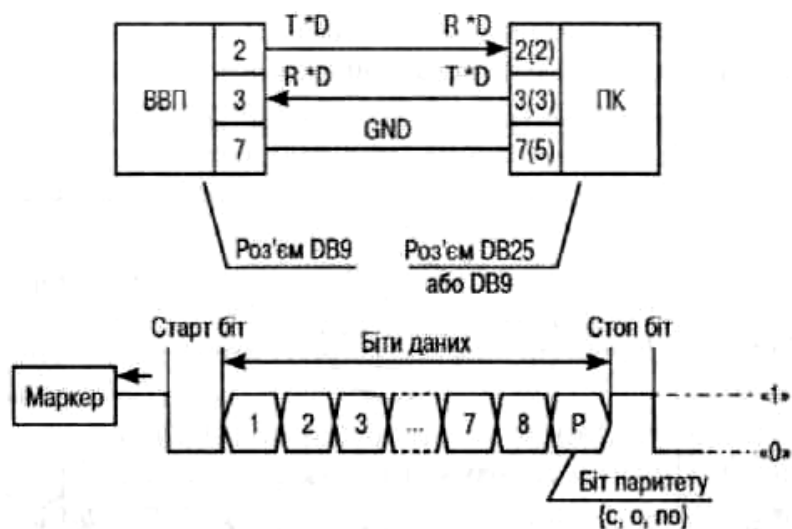


Рис. 11.5

Інший тип масового інтерфейсу, який знайшов широке застосування — інтерфейс стандарту Асоціації електронної промисловості США (EIA) RS-232C (європейський аналог — Стандарт CCITT V.24). Цей тип інтерфейсу застосовують для синхронного й асинхронного зв'язку між пристроями в симплексному, напівдуплексному і дуплексному режимах. Стандарт регламентує призначення і склад ліній (ланцюгів) інтерфейсу, їхню нумерацію, електричні характеристики, позначення й рівні сигналів інтерфейсу, швидкості передачі даних і тип використаних кінцевих контактів. Залежно від умов конкретного застосування використовується різне число ліній інтерфейсу. Так, для асинхронного обміну через модем потрібні 8 ланцюгів, а для аналогічного зв'язку фізичними лініями — тільки три ланцюги: дані передавача TxD, дані приймача RxD і сигнальна земля GND — рис. 11.5. З'єднання інтерфейсом RS-232C реалізують через стандартні 9- або 25-контактні роз'єми типу DB9 або DB25.

Швидкість передачі даних інтерфейсом RS-232C складає від 50 біт/с до 115200 біт/с у більшості реалізацій (чипсети ПК підтримують 128 кбіт/с), а максимальна довжина ліній зв'язку при швидкості 19200 біт/с не перевищує 16 м. На практиці ця відстань може бути істотно збільшена при зниженні швидкості передачі й використанні екранованого кабелю з малою власною ємністю (при швидкості 1200 біт/с максимальна довжина неекранованого кабелю досягає 900 м). Типовий формат асинхронної передачі даних інтерфейсом представлений на рис 11.5 (аналогічний формат використовують й для інтерфейсу ІРПС). Переданий байт даних оформляється стартовим бітом, бітом паритету й стоповим бітом. Будь-яке повідомлення, передане інтерфейсом асинхронним способом, є сукупністю байтів даних, оформлених зазначеним шляхом.

Пізніше були розроблені нові стандарти, що дали змогу поліпшити узгодження ліній, збільшити відстань і швидкість передачі даних, реалізувати складнішу структуру з'єднань приладів. Стандарт RS-422A орієнтований на використання диференціальної збалансованої лінії передачі з імпедансом 50 Ом, що підвищує завадостійкість інтерфейсу, довжину лінії зв'язку й швидкість передачі (10 Мбіт/с при довжині кабелю до 13 м і 100 кбіт/с при довжині 1300 м). Крім того, цей стандарт допускає підключення до одного передавального пристрою до 10 приймачів. Пізніший стандарт RS-485A, що є вдосконаленням RS 422A, орієнтований при тих самих швидкісних характеристиках на спільну ро-

боту до 32 джерел і 32 приймачів даних (найбільш сучасні реалізації – 256). Останні два стандарти дають змогу поєднувати прилади в розгалужені мережні структури й тому в останні роки все частіше застосовують в різних приладах, у тому числі й в приладах обліку енергоресурсів.

Розглянуті інтерфейси каналів зв'язку створюють можливість будувати територіально-розподілені і децентралізовані АСКОЕ промпідприємств. Трипровідний інтерфейс RS-232C дає змогу найпростішим способом підключати до порту ПК автономну (до 900 м) систему обліку. При необхідності підключення до комп'ютера кількох систем у ПК вмонтовують стандартний мультиплексор RS-232C на необхідну кількість каналів (4, 8 або 16). Необхідно зауважити, що для захисту устаткування від перенапруг, особливо при грозових розрядах, у лініях зв'язку слід застосовувати мережні фільтри передачі даних МФПД.

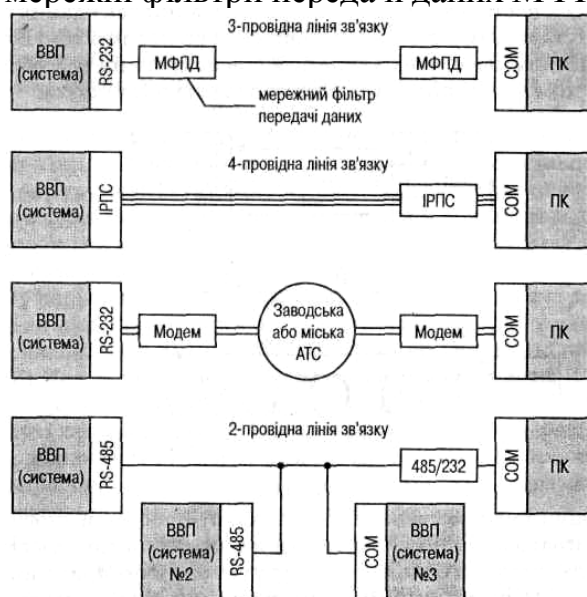


Рис. 11.6

11.4. Комерційні, технічні, централізовані й децентралізовані аское

За призначенням АСКОЕ підрозділяють на системи комерційного й технічного обліку. Комерційним, або розрахунковим обліком називають облік виробленої й відпущеної споживачеві (підприємству) енергії для фінансового розрахунку за неї (прилади для комерційного обліку також називають комерційними або розрахунковими). Технічним, або контрольним обліком називають облік для контролю процесу енергоспоживання в самому підприємстві в його підрозділах і об'єктах (відповідно використовують прилади технічного обліку). Системи АСКОЕ комерційного й технічного обліку можуть бути реалізовані як окремі і єдині (змішані) системи. Донедавна в реалізації систем АСКОЕ на підприємствах переважав інший підхід, але поява нової техніки зробила можливим створення окремих систем (роздільних, принаймні, на середньому рівні АСКОЕ). Цьому сприяла й сама специфіка цих двох видів обліку. Комерційний облік консервативний, має сталу схему енергопостачання, для нього характерна наявність невеликої кількості місць обліку, в яких потрібна установка приладів підвищеної точності, а самі засоби обліку нижнього й середнього рівня АСКОЕ мають вибиратися з державного реєстру вимірювальних засобів. Крім того, системи комерційного обліку в обов'язковому порядку пломбують, що обмежує можливості внесення в них будь-яких оперативних змін з боку персоналу підприємства.

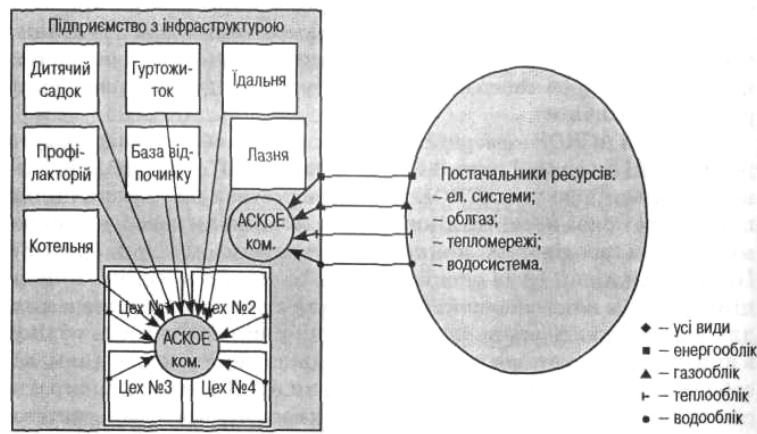


Рис. 11.7

Для централізованої системи організація оперативного зворотного зв'язку з різними об'єктами енергообліку потребує побудови або розвиненої глобальної комп'ютерної мережі інфраструктури підприємства, або використання мережі дистанційно керованих табло, підключених до ПК головного енергетика. Обидва ці шляхи на сьогодні для більшості підприємств малоімовірні в силу їхньої дорожнечі.

Альтернативою централізованій системі є децентралізована АСКОВЕ (рис. 11.8).

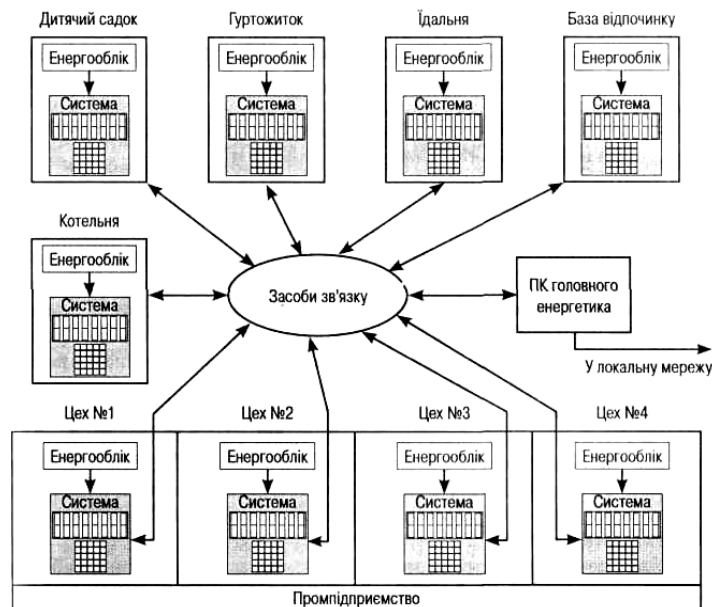


Рис. 11.8

Таку систему будують на базі недорогих малоканалних контролерів обліку з вбудованим табло й клавіатурою, які встановлюють безпосередньо на контрольованих об'єктах і через середовище зв'язку підключають до ПК головного енергетика підприємства. Така АСКОВЕ забезпечує в реальному масштабі часу доступ до інформації енергообліку всім зацікавленим особам. Децентралізована структура АСКОВЕ створює можливість без протиріч об'єднати в рамках єдиної АСКОВЕ функції комерційного та технічного обліку: одна або кілька малоканалних систем відділяють для вирішення завдань комерційного обліку (і, відповідно, пломбують енергоконтролюючими організаціями), а інші системи вирішують завдання технічного обліку. Нарешті, децентралізована АСКОВЕ, що використовує системи обліку з додатковими функціями керування, дає змогу реалізувати автоматичне керування навантаженням (споживачами-регуляторами) безпосередньо на місцях установки систем (для виробництв із високою технологічною дисципліною).

11.5. Багаторівневі інтегровані асcoe вітчизняних виробників (на прикладі системи ТОВ «Хартен»)

АСКОЕ реалізована в рамках архітектури клієнт-сервер на основі СУБД Oracle в середовищах Windows NT і Windows 95. Система має значну гнучкість відносно зміни схем підключення й правил проведення розрахунків. Користувачеві надають широкі можливості з формування груп обліку (тарифних складових), настроювання вихідних форм, підготовки звітів.

Запропонована система може мати зв'язки з пристроями обліку електроенергії типу ІТЕК-210, ЦТ-5000, широкою номенклатурою лічильників електроенергії з імпульсним або цифровим виходом вітчизняних і закордонних фірм-виробників. Датчикам, застосовуваним для контролю первинних параметрів газу, слід мати вихід за стандартом Bell 202. Застосовані при створенні АСКОВЕ принципи побудови системи й засоби розробки дають змогу без значних витрат масштабувати систему для використання як на невеликих підприємствах, так і на великих промислових гігантах або в територіально розподілених системах, що мають складну структуру місць обліку надходження, відпускання й розподілення електроенергії й газу. Система може бути адаптована в тому числі й для обліку теплоенергії, води, пари й інших енергоресурсів..

Функції системи

- оперативний автоматичний контроль і облік параметрів споживання електроенергії й потужності кожної групи обліку із заданим періодом контролю;
- оперативний автоматичний контроль і облік споживання теплоенергії з заданим періодом контролю;
- оперативний автоматичний контроль і облік споживання води й газу кожної групи обліку з заданим періодом контролю;
- зберігання параметрів обліку в базі даних з додатковою можливістю архівування інформації на зовнішньому магнітному носії (із глибиною архіву, зумовленою загальною ємністю використаних носіїв);
- забезпечення багатотарифного (до 4-х тарифних зон протягом доби) обліку споживання електроенергії;
- забезпечення контролю за дотриманням лімітів енергоспоживання;
- вивід розрахункових параметрів на термінал і/або на друкувальний пристрій на вимогу оператора;
- введення єдиного системного часу з можливістю його коригування.

Параметри споживання

Кожну групу й точку обліку АСКОВЕ контролює й зараховує на такі параметри споживання:

- значення спожитої електроенергії (окремо по тарифних зонах і в цілому за добу, місяць, рік);
- значення спожитої теплоенергії, води й газу (у цілому за добу, місяць, рік);
- еквівалентне значення показань лічильників електроенергії, теплоенергії, води й газу на початок кожної доби (спожита активна енергія окремо тарифними зонами);
- значення середньої спожитої активної потужності за кожний інтервал години, качан якого кратний, а тривалість дорівнює періоду контролю;
- максимальні значення й година фіксації (з інтервалом усереднення, який дорівнює періоду контролю) спожитої активної потужності за кожний трихвилинний інтервал години з качану доби (у цілому за добу, місяць, рік);

- значення діючого ліміту потужності, розрахункового базового навантаження, дозволеного навантаження й відхилення фактичного навантаження від дозволеного (визначається для всіх груп обліку за кожен інтервал години, качан кратний, а тривалість дорівнює періоду контролю).

Ядро системи

АСКОЕ - система, яка розроблялася відкритою, гнучкою, багатофункціональною, з великою кількістю користувачів. Графічний інтерфейс і база даних є основними компонентами, що визначають цінність системи з погляду кінцевого користувача.

Ядром системи є СУБД Oracle. У базі даних зберігається вся інформація про структуру системи і її поточну конфігурацію, дані про користувачів і клієнтів системи, а також інформація, одержана з місць обліку або при обробці первинних параметрів.

Відкритість архітектури АСКОЕ допускає інтеграцію системи як із суміжними АСКОЕ, так і з іншими автоматизованими системами. Це досягається завдяки використанню стандартних інтерфейсів і протоколів обміну даними (SQL/ODBC, DDE, обмін текстовими файлами через електронну пошту). Гнучка структура забезпечує швидку адаптацію системи до об'єкта контролю прямо на місці, тобто вже після інсталяції системи на об'єкті, причому адаптацію системи можуть здійснювати як розроблювачі системи, так і самі користувачі (які мають необхідні повноваження).

Безпека

В АСКОЕ реалізована гнучка система визначення повноважень користувача, ідентифікації користувача, авторизації зроблених змін і захисту інформації від несанкціонованого доступу. Кожен користувач при вході в систему ідентифікується й вводить особистий пароль, після чого він одержує доступ тільки до тих функцій системи, які визначені його роллю - списком повноважень, наданих йому адміністратором системи.

Монітор АСКОЕ - вікно в базу даних

Монітор АСКОЕ - це основний інструмент доступу до інформації бази даних. За допомогою монітора відбувається доступ, вибірка, обробка й візуалізація інформації бази даних. За допомогою монітора реалізується виконання основних функцій АСКОЕ. Тип монітора вибирає користувач із списку наявних моніторів відповідно до повноважень користувача. При відкритті монітора користувач визначає групу спостереження (наприклад, групу споживачів, сектор економіки або район області), період і форму відображення (графічну або табличну). При необхідності користувач може самотійно створювати монітори на підставі наявного набору шаблонів.

Звіти

АСКОЕ містить потужну й гнучку систему підготовки звітів. До системи входять форми основних звітів, використаних на підприємствах енергозбуту. При необхідності можна легко розширити наявний список, оскільки в АСКОЕ є редактор звітів, за допомогою якого, користуючись засобами MS Excel, є змога розробити нові форми звітів.

Служба експорту-імпорту

Служба експорту-імпорту призначена для організації обміну даними з обліку електроенергії.

Служба експорту-імпорту виконує такі функції:

- приймання й передача показань енергоспоживання об'єктів, зазначених у групах експорту;
- відображення потокового стану служб експорту-імпорту;
- реєстрація змін, проведених у базі даних службами експорту-імпорту в журналі системи;
- забезпечення обміну інформацією АСКОЕ із суміжними системами (наприклад, з АСКОЕ підприємства «Енергозбут»).

Система допомоги

Розроблена відповідно до принципів Windows, система допомоги містить усю необхідну інформацію про функції АСКОЕ й способи їхнього використання. Можливість пошуку інформації із ключового слова допоможе швидко знайти те, що цікавить.

Настроювання й конфігурування ,

Настроювання й конфігурування АСКОЕ здійснює адміністратор системи. Адміністратор має всі права доступу до системи й може вводити нових користувачів і визначати коло їхніх повноважень, добудовувати структуру системи й задавати методики обчислення, додавати або змінювати існуючі екранні й звітні форми. За допомогою завдання «Редактор» є змога вводити й описувати місця, групи обліку й приєднання, задавати параметри приладів обліку. Використовуючи редактор форм і звітів, можна на підставі наявних шаблонів створювати нові форми й звіти.

Підсистема верхнього рівня

Верхній рівень системи є локальною обчислювальною мережею, яка включає сервер бази даних, комунікаційний сервер з апаратурою зв'язку, автоматизовані робочі місця адміністративного й технічного персоналу. Залежно від масштабу об'єкта контролю апаратура верхнього рівня може мати як одну ПЕОМ типу IBM PC, що виконує всі зазначені функції, так і великомасштабну розподілену обчислювальну систему, що включає UNIX-Сервери й десятки автоматизованих робочих місць. АСКОЕ також може сполучатися з суміжними системами (автоматизованою системою розрахунку зі споживачами, автоматизованою системою диспетчерського керування), які виступають як клієнти бази даних АСКОЕ й обмінуються з нею даними зі спожитої електроенергії за інтерфейсом SQL/ODBC

Підсистема нижнього рівня

Апаратура нижнього рівня забезпечує контроль параметрів електроспоживання, споживання води, виробництва або споживання тепла й газу окремими структурними підрозділами й підприємством у цілому й передачу їх на верхній рівень системи. Апаратура нижнього рівня працює в автоматичному режимі й не потребує втручання технічного персоналу. Базовими системами нижнього рівня є існуючі системи обліку електроенергії типу ІТЕК-210, ЦТ-5000, інтелектуальні електронні лічильники електроенергії, об'єднані в локальну мережу RS-485, і пристрої контролю параметрів подачі газу «Енергія» (власної розробки, побудовані з використанням процесорних модулів Win Systems). Для здійснення технічного контролю та обліку можливо використати пристрій обліку на базі універсального контрольованого пункту телемеханіки «Корунд-М» власної розробки, створеного для використання в автоматизованих системах диспетчерського керування. Підсистеми верхнього рівня будують на базі локальних обчислювальних мереж підприємств. Як канали зв'язку між системами різних

рівнів (підприємства, району, області) використовують виділені дво- або чотиритрансні лінії зв'язку та протоколи стеку TCP/IP.

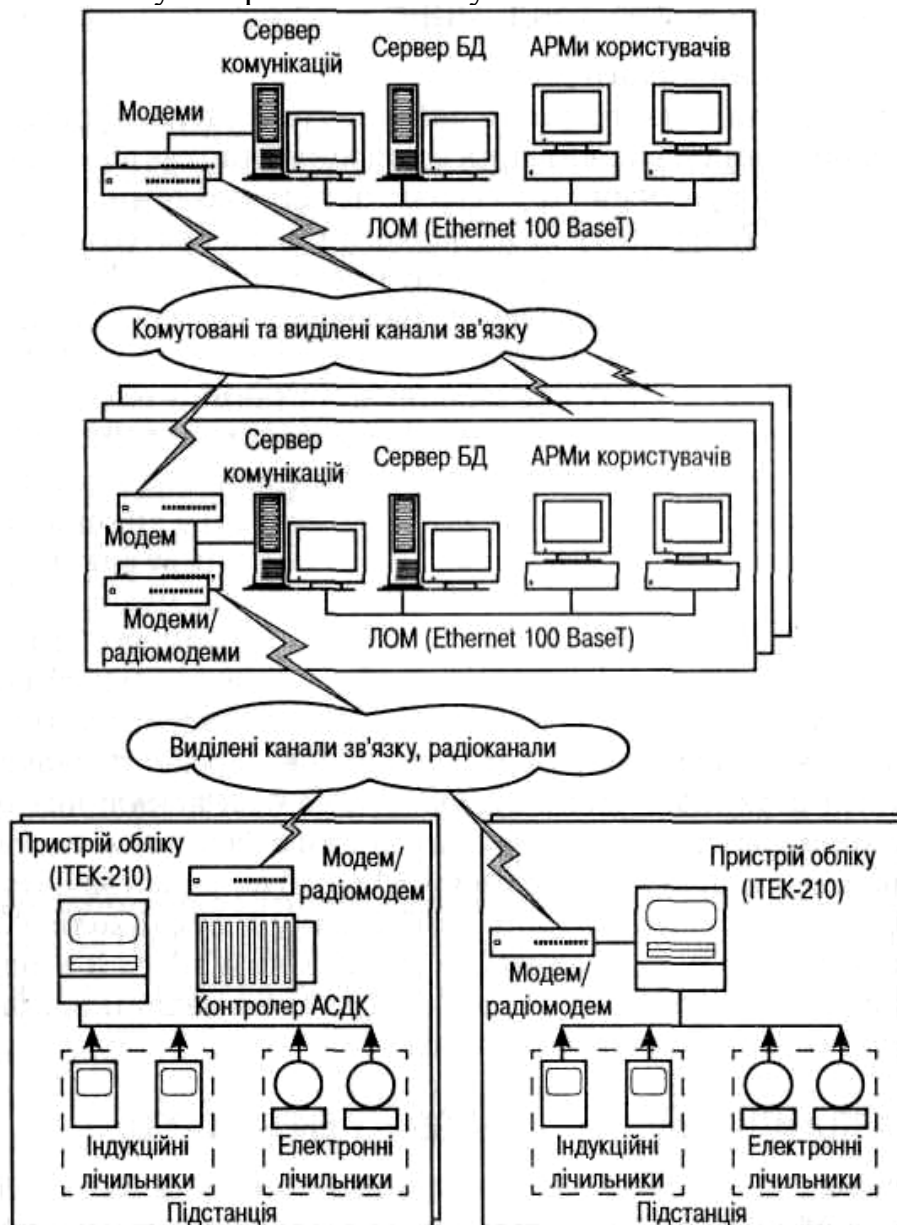


Рис. 11.9

Для зв'язку між підсистемами АСКОЕ нижнього й верхнього рівнів використовують протоколи систем телемеханіки, пристроїв обліку й електронних лічильників.

11.6. Автоматизована система обліку енергії с-2000

Систему С-2000 випускає фірма Landis & Gyr. Система має повну назву DATAGYR® C2000. Вона складається з кількох модулів. Основний базисний модуль не залежить від конкретного застосування й поєднує в собі всі основні функції. Додаткові модулі дають змогу індивідуально настроїти DATAGYR® C2000 на конкретне прикладне завдання.

Дистанційне зчитування показань лічильників

DATAGYR® C2000 здійснює збір показань регістрів лічильників за протоколом STOM (послідовна передача оригінальних показань лічильників), а також періодичних даних (графік навантаження) і даних для розрахунку за енергію. Збір даних може проводитися такими лініями зв'язку, як телефонна мере-

жа, виділені канали зв'язку, силові лінії електропередачі й локальна мережа (LAN) з використанням таких протоколів:

- SCTM (послідовна кодована телеметрія);
- IEC 870-5.

Уведення даних

Поряд із даними, одержаними завдяки комунікаційним мережам, система DATAGYR® C2000 може також зчитувати дані локально. Для прийому даних від інших систем є функція зчитування даних у форматі L&G або текстовому форматі. Також є можливість імпорту даних, які внаслідок обриву комунікаційних ліній були полічені на місці за допомогою портативного комп'ютера або записані на карту даних (DATAGYR).

Ручне введення даних

Є можливість ручного введення показань регістрів лічильників і періодичний контроль даних (графіка навантаження). Використовуючи функції графічної обробки, користувач може ввести як окремі значення, так і дані за певний період.

Такі функції редагування, як «копіювання», «вирізання» або «додавання», полегшують щоденну роботу з енергетичними графіками, заявками на електроенергію, граничними й замінними даними.

Керування навантаженням і тарифами

Система DATAGYR® C2000 створює можливість здійснювати керування навантаженням і тарифами силових ліній електропередачі.

Синхронізація

Система DATAGYR® C2000 здійснює синхронізацію всієї системи телеметричного обліку як за місцевим часом, так і за Гринвічем (UTC). Часовий сигнал приймається або від ДВ - передавача точної години, розташованого в Німеччині, або від супутників глобальної системи місцевизначення GPS.

Функції контролю лічильників

За допомогою показань регістрів або періодичних даних (графіка навантаження) лічильників система DATAGYR® C2000 здійснює контроль за технічним станом лічильників і мережі передачі даних, а у випадку виникнення перебоїв користувача сповіщають сигналом тривоги. Поряд із функцією порівняння основного й контрольного лічильників у центральній станції є змога робити копіювання періодичних даних лічильників і порівнювати їх із даними, отриманими при зчитуванні на місці.

Тарифні зони

Тарифні зони служать підставою для тарифного розрахунку за енергію або потужність, а також для вивчення режимів використання окремими споживачами або групою споживачів.

Для визначення тарифної зони DATAGYR® C2000 надає користувачеві гнучкий універсальний інструмент.

Математичні обчислення й статистичний аналіз

Система DATAGYR® C2000 має безліч функцій для обчислення й аналізу періодичних даних лічильників усередині власних інтеграційних періодів або в заданому вартовому інтервалі. Типові приклади практичного використання цих функцій:

- розрахунок за перетікання енергії з іншими регіональними енергетичними компаніями;

- визначення середньої потужності й споживання електроенергії з урахуванням ліміту й тарифної години як бази для місячного розрахунку з великими промисловими споживачами;
- аналіз зібраних графіків навантаження з метою розробки тарифних моделей, статистики споживання й прогнозів навантаження.

Звітні протоколи й графіки

Звітні протоколи служать для табличного подання отриманих або об'єднаних даних лічильників. Наявна можливість різноманітного подання даних створює можливість вести індивідуальний енергооблік. За бажанням звітні дані можна безпосередньо роздрукувати або передати в систему безготівкових розрахунків.

Ретрансляція даних

Система DATAGYR® 2000 забезпечує пряму ретрансляцію даних лічильників і результатів обчислень.

Архівування

Перезапис вмісту бази даних на змінний носій інформації забезпечує користувачеві можливість надійного й необмеженого в часі їх зберігання й використання.

Повідомлення й команди

У системах телеметрії телефонна мережа зв'язку часто буває єдиним засобом для організації зв'язку з окремими пристроями. Тому важливо, щоб поряд з показаннями лічильників могли передаватися й режимні параметри стану. Традиційно режимну інформацію передають в повідомленнях про випадкові події, стан показань лічильників і самої системи передачі даних, які зчитують разом з даними лічильників. Деякі сигнали експлуатаційного характеру потребують безпосередньої реакції користувача. Такі пристрої на місцях, як транскодер FAG і регіональні концентратори системи автоматичного обміну вимірювальними даними AMDES (у системі AMDES зв'язок здійснюється силовими лініями електропередачі), можуть зі свого боку незалежно від циклу збору інформації проводити контроль і сповіщати центральний пункт про свій стан відразу після виникнення перебоїв і несправностей. Регіональні концентратори системи AMDES можуть приймати команди й виконувати їх через комунікаційні блоки лічильників. У такий спосіб можливо, наприклад, змінювати тарифи, приєднувати або вимикати навантаження.

Стандартний інтерфейс бази даних

Поряд з названими можливостями імпорту й експорту даних лічильників система клієнтів забезпечується також прямим доступом до вмісту ретрансляційної бази даних через стандартний інтерфейс. Інструментом для цього служать поряд зі стандартною мовою структурованих запитів SQL процедури запитів, підготовлені мовою високого рівня СІ.

12. КОНТРОЛЬ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

12.1. Показники якості

12.2. Норми якості

12.3. Засоби контролю якості

Відповідно до діючого міждержавного ГОСТу 13109-97 розрізняють такі властивості електричної енергії, як:

- відхилення напруги,
- коливання напруги,
- провал напруги,
- тимчасова перенапруга,
- несинусоїдальність напруги;
- несиметрія трифазної системи напруг,
- відхилення частоти;
- імпульс напруги.

Цим властивостям відповідають наступні **показники якості** електричної енергії (**ПЯЕ**):

- стале відхилення напруги;
- розмах зміни напруги;
- доза флікера (для мережі 0,4 кВ);
- коефіцієнт перекручування синусоїдальності кривій напруги;
- коефіцієнт n-ої гармонійної складової напруги;
- коефіцієнт несиметрії напруг по зворотній послідовності;
- коефіцієнт несиметрії напруг по нульовій послідовності;
- відхилення частоти;
- тривалість провалу напруги;
- імпульсна напруга;
- коефіцієнт тимчасової перенапруги .

Відхилення напруги – відхилення фактичної напруги в сталому режимі роботи системи електропостачання від його номінального значення. Воно характеризується таким показником якості електричної енергії, як стале відхилення напруги.

Несинусоїдальність напруги – перекручування синусоїдальної форми кривої напруги. Дана властивість нормується коефіцієнтом перекручування синусоїдальності кривій напруги й коефіцієнтом n-ої гармонійної складової напруги.

Несиметрія напруг – несиметрія трифазної системи напруг. Вона характеризується коефіцієнтами несиметрії напруг по зворотній і нульовій послідовностях.

Відхилення частоти - відхилення фактичної частоти змінної напруги від номінального значення в сталому режимі роботи системи електропостачання. Воно характеризується однойменним показником.

Провал напруги – раптове зниження напруги нижче 90% номінальної, за яким іде відновлення напруги до первісного або близького до нього рівня через проміжок часу від десяти мілісекунд до декількох десятків секунд. Він характеризується тривалістю провалу напруги.

Імпульс напруги – різка зміна напруги, за якою іде відновлення напруги до первісного або близького до нього рівня за проміжок часу до декількох мілісекунд. Він характеризується величиною його напруги.

Тимчасова перенапруга – підвищення напруги вище 110% номінальної тривалістю більше 10 мілісекунд, що виникає в системах електропостачання при коротких замиканнях. Вона характеризується коефіцієнтом тимчасової перенапруги.

Придатність електричної енергії за показниками якості

Одним з інтегральних показників якості електричної енергії є здатність, що обчислюється на підставі показників якості електроенергії, обумовлених ГОСТом 13109-97: здатність кожного показника якості обчислюється як відношення числа вимірів, що перебувають у нормально припустимих за ГОСТ 13109-97 межах до загального числа вимірів за звітний період. Якщо значення показника якості відповідає ГОСТ, значення здатності більше або дорівнює 0.95, якщо не відповідає – менше 0.95. Здатність за показником, що мав виходити за гранично припустиме значення, вважається рівною нулю й не відповідає вимогам ГОСТ.

Відхилення ПЯЕ від нормованих значень погіршують умови експлуатації електроустаткування енергопостачальних організацій і споживачів електроенергії, можуть привести до значних збитків як у промисловості, так і в побутовому секторі, спричиняють, як ми вже відзначали, технологічний і електромагнітний збитки.

Характерні типи електроприймачів

Від електричних мереж систем електропостачання загального призначення харчують електроприймачі (ЕП) різного призначення.

Розглянемо промислові й побутові ЕП.

Найбільш характерними типами ЕП, що широко застосовують на підприємствах різних галузей промисловості, є електродвигуни й установки електричного освітлення. Значне поширення знаходять електротермічні установки, а також вентильні перетворювачі, що служать для перетворення змінного струму в постійний. Постійний струм на промислових підприємствах застосовується для живлення двигунів постійного струму, для електролізу, в гальванічних процесах, при деяких видах зварювання й т.д.

Електродвигуни застосовують в приводах різних виробничих механізмів. В установках, що не потребують регулювання частоти обертання в процесі роботи, застосовують електроприводи змінного струму: асинхронні й синхронні електродвигуни.

Установлена найбільш економічна область застосування асинхронних і синхронних електродвигунів залежно від напруги. При напрузі до 1 кВ і потужності до 100 кВт економічніше застосовувати асинхронні двигуни, а понад 100 кВт – синхронні, при напрузі до 6 кВ і потужності до 300 кВт – асинхронні двигуни, а вище 300 кВт – синхронні, при напрузі 10 кВ і потужності до 400 кВт – асинхронні двигуни, вище 400 кВт – синхронні.

Велике поширення асинхронних двигунів обумовлено їхньою простотою у виконанні й експлуатації та невеликою вартістю.

Синхронні двигуни мають ряд переваг у порівнянні з асинхронними двигунами: звичайно використовують як джерела реактивної потужності, їхній обертаючий момент менше залежить від напруги на затискачах, у багатьох випадках вони мають більше високий КПД. У той же час синхронні двигуни є більше дорогими й складними у виготовленні й експлуатації.

Установки електричного освітлення з лампами накаливання, люмінесцентними, дуговими, ртутними, натрієвими, ксеноновими застосовують на всіх підприємствах для внутрішнього й зовнішнього освітлення, для потреб міського освітлення й т.д.

Електрозварювальні установки змінного струму дугового й контактного зварювання являють собою однофазне нерівномірне й несинусоїдальне навантаження з низьким коефіцієнтом потужності: 0,3 для дугового зварювання й 0,7 для контактної. Зварювальні трансформатори й апарати малої потужності підключають до мережі 380/220 В, могутніші - до мережі 6 - 10 кВ .

Вентильні перетворювачі в силу специфіки їхнього регулювання є споживачами реактивної потужності (коефіцієнт потужності вентильних перетворювачів прокатних станів коливається від 0,3 до 0,8), що викликає значні відхилення напруги в живильній мережі; коефіцієнт несинусоїдальності при роботі тиристорних перетворювачів прокатних станів може досягати значення більше 30 % на стороні 10 кВ живильної їхньої напруги, на симетрію напруги в силу симетричності їхніх навантажень вентильні перетворювачі не впливають .

Електрозварювальні установки можуть бути причиною порушення нормальних умов роботи для інших ЕП. Зокрема, зварювальні агрегати, потужність яких у цей час досягає 1500 кВт в одиниці, викликають значно більші коливання напруги в електричних мережах, ніж, наприклад, пуск асинхронних двигунів з короткозамкненим ротором. Крім того, ці коливання напруги відбуваються довгостроково і з широким діапазоном частот, у тому числі й у самому неприємному для установок електричного освітлення діапазоні (порядка 10 Гц).

Електротермічні установки залежно від методу нагрівання діляться на групи: дугові печі, печі опору прямої й непрямої дії, електронні плавильні печі, вакуумні, жужільного переплаву, індукційні печі. Дана група ЕП також впливає на живильну мережу, наприклад, дугові печі, які можуть мати потужність до 10 МВт, у цей час споруджують як однофазні. Це приводить до порушення симетрії струмів і напруг (останнє відбувається у зв'язку зі спаданнями напруги на опорах мережі від струмів різних послідовностей). Крім того, дугові печі, як і вентильні установки, є нелінійними ЕП з малою інерційністю. Тому вони приводять до несинусоїдальності струмів, а, отже, і напруг.

Сучасне електричне навантаження квартири (котеджу) характеризують широким спектром побутових ЕП, які за їхнім призначенням і впливом на електричну мережу можна розділити на наступні групи: пасивні споживачі активної потужності (лампи накаливання, нагрівальні елементи прасок, плит, обігрівачів); ЕП з асинхронними двигунами, що працюють у трифазному режимі (привод ліфтів, насосів - у системах водопостачання, опалення та ін.); ЕП з асинхронними двигунами, що працюють в однофазному режимі (привод компресорів холодильників, пральних машин і ін.); ЕП з колекторними двигунами (привод пиłosосів, електродрилів і ін.); зварювальні агрегати змінний і постійний токи (для ремонтних робіт у майстерні й ін.); випрямні пристрої (для зарядки акумуляторів і ін.); радіоелектронна апаратура (телевізори, комп'ютерна техніка й ін.); високочастотні установки (печі СВЧ і ін.); лампи люмінесцентного освітлення.

Вплив кожного окремо взятого побутового ЕП незначний, сукупність же ЕП, що підключають до шин 0,4 кВ трансформаторної підстанції, впливає на живильну мережу.

Вплив якості електроенергії на роботу електроприймачів

Вплив відхилень напруги

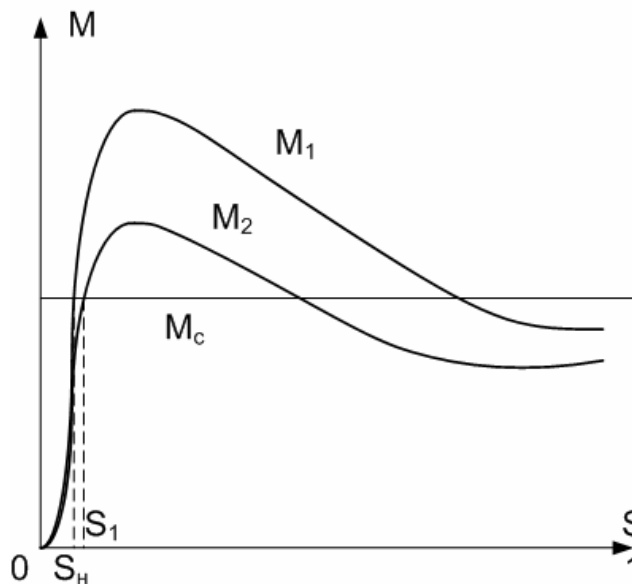


Рис. 12.1

Механічна характеристика двигуна при номінальній (M_1) і зниженій (M_2) напругах.

При зміні напруги змінюється механічна характеристика асинхронного двигуна (АД) - залежність його обертаючого моменту M від ковзання s або частоти обертання (рис.12.1). З достатньою точністю можна вважати, що обертаючий момент двигуна пропорційний квадрату напруги на його виводах. При зниженні напруги зменшується обертаючий момент і частота обертання ротора двигуна, тому що збільшується його ковзання. Зниження частоти обертання залежить також від закону зміни моменту опору M_c (на рис 4.1 M_c прийнятий постійним) і від завантаження двигуна.

При малих завантаженнях двигуна частота обертання ротора буде більше номінальної частоти обертання (при номінальному завантаженні двигуна). У таких випадках зниження напруги не приводять до зменшення продуктивності технологічного встаткування, тому що зниження частоти обертання двигунів нижче номінальної не відбувається.

Для двигунів, що працюють із повним навантаженням, зниження напруги приводить до зменшення частоти обертання. Якщо продуктивність механізмів залежить від частоти обертання двигуна, то на виводах таких двигунів рекомендують підтримувати напругу не нижче номінальної. При значному зниженні напруги на виводах двигунів, що працюють із повним навантаженням, момент опору механізму може перевищити обертаючий момент, що приводить до “перекидання” двигуна, тобто до його зупинки. Щоб уникнути ушкоджень двигун необхідно відключити від мережі.

Зниження напруги погіршує й умови пуску двигуна, тому що при цьому зменшується його пусковий момент.

Практичний інтерес представляє залежність споживаної двигуном активної й реактивної потужності від напруги на його виводах.

У випадку зниження напруги на затискачах двигуна реактивна потужність намагнічування зменшується (на 2 - 3 % при зниженні напруги на 1 %), при тій же споживаній потужності збільшується струм двигуна, що викликає перегрів ізоляції.

Якщо двигун довгостроково працює при зниженій напрузі, то через прискорене зношування ізоляції термін служби двигуна зменшується. Приблизно термін служби ізоляції T можна визначити за формулою:

$$T = \frac{T_{ном}}{R}$$

де $T_{ном}$ – термін служби ізоляції двигуна при номінальній напрузі й номінальному навантаженні;

R – коефіцієнт, що залежить від значення й знака відхилення напруги, а також від коефіцієнта завантаження двигуна.

З погляду нагрівання двигуна більше небезпечні в розглянутих межах негативні відхилення напруги.

Зниження напруги приводить також до помітного росту реактивної потужності, що втрачається в реактивних опорах розсіювання ліній, трансформаторів і АД.

Підвищення напруги на виводах двигуна приводить до збільшення споживаної ними реактивної потужності. При цьому питоме споживання реактивної потужності росте зі зменшенням коефіцієнта завантаження двигуна. У середньому на кожний відсоток підвищення напруги споживана реактивна потужність збільшується на 3 % і більше (в основному за рахунок збільшення струму холостого ходу двигуна), що у свою чергу приводить до збільшення втрат активної потужності в елементах електричної мережі.

Лампи накаливання характеризують номінальними параметрами: споживаною потужністю, світловим потоком, світловою віддачею (що дорівнює відношенню випромінюваного лампою світлового потоку до її потужності) і середнім номінальним терміном служби. Ці показники значною мірою залежать від напруги на виводах ламп накаливання.

Зміни напруги приводять до відповідних змін світлового потоку й освітленості, що, в остаточному підсумку, впливає на продуктивність праці й стомлюваність людини.

Люмінесцентні лампи менш чутливі до відхилень напруги. При підвищенні напруги споживана потужність і світловий потік збільшують, а при зниженні – зменшують, але не в такому ступені як у ламп накаливання. При зниженій напрузі умови запалювання люмінесцентних ламп погіршують, тому строк їхньої служби, обумовлений розпиленням оксидного покриття електродів, скорочується як при негативних, так і при позитивних відхиленнях напруги.

При відхиленнях напруги на 10% термін служби люмінесцентних ламп у середньому знижується на 20 - 25%. Істотним недоліком люмінесцентних ламп є споживання ними реактивної потужності, що росте зі збільшенням напруги.

Відхилення напруги негативно впливають на якість роботи й термін служби побутової електронної техніки (радіоприймачі, телевізори, телефонно-телеграфний зв'язок, комп'ютерна техніка).

Вентильні перетворювачі звичайно мають систему автоматичного регулювання постійного струму шляхом фазового керування. При підвищенні напруги в мережі кут регулювання автоматично збільшується, а при зниженні напруги зменшується. Підвищення напруги на 1 % призводить до збільшення споживання реактивної потужності перетворювачем приблизно на 1-1,4%, що приводить до погіршення коефіцієнта потужності. У той же час інші показники

вентильних перетворювачів з підвищенням напруги поліпшують, і тому вигідно підвищувати напругу на їхніх виводах у межах припустимих значень .

Електричні печі чутливі до відхилень напруги. Зниження напруги електродугових печей, наприклад, на 7 % призводить до подовження процесу плавки сталі в 1,5 рази. Підвищення напруги вище 5% призводить до перевитрати електроенергії .

Відхилення напруги негативно впливають на роботу електрозварювальних машин: наприклад, для машин точкового зварювання при зміні напруги на 15% виходить 100 % - ний брак продукції .

Вплив коливань напруги

До числа ЕП, надзвичайно чутливих до коливань напруги відносяться освітлювальні прилади, особливо лампи накаливання й електронна техніка.

Стандартом визначається вплив коливань напруги на освітлювальні установки, що впливають на зір людини. Мерехтіння джерел освітлення (флікер-ефект) викликає неприємний психологічний ефект, стомлення зору й організму в цілому. Це веде до зниження продуктивності праці, а в ряді випадків і до травматизму.

Найбільш сильний вплив на око людини робить мерехтіння із частотою 3 - 10 Гц, тому припустимі коливання напруги в цьому діапазоні мінімальні - менш 0,5 % .

При однакових коливаннях напруги негативний вплив ламп накаливання проявляється в значно більшій мірі, чим газорозрядних ламп. Коливання напруги більше 10 % можуть привести до загасання газорозрядних ламп. Запалювання їх залежно від типу ламп відбувається через кілька секунд і навіть хвилин.

Коливання напруги порушують нормальну роботу й зменшують термін служби електронної апаратури: радіоприймачів, телевізорів, телефонно-телеграфного зв'язку, комп'ютерної техніки, рентгенівських установок, радіостанцій, телевізійних станцій і т.д.

При значних коливаннях напруги (більше 15%) можуть бути порушені умови нормальної роботи електродвигунів, можливе відпадання контактів магнітних пускачів з відповідним відключенням працюючих двигунів.

Коливання напруги з розмахом 10 - 15 % можуть привести до виходу з ладу батарей конденсаторів, а також вентильних перетворювачів.

Вплив коливань напруги на окремі приймачі електроенергії вивчені ще недостатньо. Це утруднює техніко-економічний аналіз при проектуванні й експлуатації систем електропостачання з різко перемінними навантаженнями.

Вплив несиметрії напруг

Несиметрія напруг, як ми вже відзначали, викликається найчастіше наявністю несиметричного навантаження. Несиметричні струми навантаження, що протікають елементами системи електропостачання, викликають у них несиметричні спадання напруги. Внаслідок цього на виводах ЕП з'являється несиметрична система напруг. Відхилення напруги в ЕП перевантаженої фази можуть перевищити нормально припустимі значення, у той час як відхилення напруги в ЕП інших фаз будуть перебувати в нормованих межах. Крім погіршення режиму напруги в ЕП при несиметричному режимі істотно погіршують умови роботи як самих ЕП, так і всіх елементів мережі, знижується надійність роботи електроустаткування й системи електропостачання в цілому .

Якісно відрізняється дія несиметричного режиму в порівнянні із симетричним для таких розповсюджених трифазних ЕП, як асинхронні двигуни. Особливе значення для них має напруга зворотної послідовності. Опір зворотної послідов-

ності електродвигунів приблизно дорівнює опору загальмованого двигуна, отже, в 5 - 8 разів менше опору прямої послідовності. Тому навіть невелика несиметрія напруг викликає значні струми зворотної послідовності. Струми зворотної послідовності накладають на струми прямої послідовності й викликають додаткове нагрівання статора й ротора (особливо масивних частин ротора), що призводить до прискореного старіння ізоляції й зменшенню потужності двигуна (зменшенню ККД двигуна). Так, термін служби повністю завантаженого асинхронного двигуна, що працює при несиметрії напруги 4%, скорочується в 2 рази. При несиметрії напруги 5% потужність двигуна зменшується на 5 - 10%.

При несиметрії напруг мережі в синхронних машинах поряд з виникненням додаткових втрат активної потужності й нагріванням статора й ротора можуть виникнути небезпечні вібрації в результаті появи знакозмінних обертаючих моментів і тангенціальних сил, що пульсують із подвійною частотою мережі. При значній несиметрії вібрація може виявитися небезпечною, а особливо при недостатній міцності й наявності дефектів зварених з'єднань. При несиметрії струмів, що не перевищує 30%, небезпечні перенапруги в елементах конструкцій, як правило, не виникають.

У випадку наявності струмів зворотної й нульової послідовності збільшують сумарні струми в окремих фазах елементів мережі, що призводить до збільшення втрат активної потужності й може бути неприпустимо з погляду нагрівання. Струми нульової послідовності протікають постійно через заземлювачі. При цьому додатково висушується й збільшується опір заземлюючих пристроїв. Це може бути неприпустимим з погляду роботи релейного захисту, а також через посилення впливу на низькочастотні установки зв'язку й пристрою залізничного блокування.

Несиметрія напруги значно погіршує режими роботи багатofазних вентильних випрямлячів: значно збільшується пульсація випрямованої напруги, погіршують умови роботи системи імпульсно-фазового керування тиристорних перетворювачів.

Конденсаторні установки при несиметрії напруг нерівномірно завантажують реактивною потужністю фазами, що унеможлиблює повне використання встановленої конденсаторної потужності. Крім того, конденсаторні установки в цьому випадку підсилюють вже існуючу несиметрію, тому що видача реактивної потужності в мережу в фазі з найменшою напругою буде менше, ніж в інших фазах (пропорційно квадрату напруги на конденсаторній установці).

Несиметрія напруг значно впливає й на однофазні ЕП, якщо фазні напруги нерівні, наприклад лампи накалювання, підключені до фази з більш високою напругою, мають більший світловий потік, але значно менший термін служби в порівнянні з лампами, підключеними до фази з меншою напругою. Несиметрія напруг ускладнює роботу релейного захисту, веде до помилок при роботі лічильників електроенергії і т.д.

Вплив несинусоїдальності напруги

ЕП з нелінійними вольт-амперними характеристиками споживають із мережі несинусоїдальні струми при підведенні до їхніх затискачів синусоїдальної напруги. Струми вищих гармонік, проходячи елементами мережі, створюють спадання напруги в опорах цих елементів і, накладаючись на основну синусоїду напруги, призводять до перекручувань форми кривої напруги у вузлах електри-

чної мережі. У зв'язку із цим ЕП з нелінійною вольт-амперною характеристикою часто називають джерелами вищих гармонік.

Найбільш серйозні порушення ЯЕЕ в електричній мережі мають місце при роботі потужних керованих вентильних перетворювачів.

Залежно від схеми випрямлення вентильні перетворювачі генерують у мережу наступні гармоніки струму: при 6-фазній схемі - до 19-го порядку; при 12-фазній схемі - до 25-го порядку включно.

Коефіцієнт перекручування синусоїдальності кривої напруги в мережах з електродуговими сталеплавильними й руднотермічними печами визначається в основному 2, 3, 4, 5, 7-ою гармоніками.

Коефіцієнт перекручування синусоїдальності кривої напруги установок дугового й контактного зварювання визначається в основному 5, 7, 11, 13-ою гармоніками.

Струми 3-ї і 5-ї гармонік газорозрядних ламп становлять 10 і 3 % від струму 1-ї гармоніки. Ці струми збігають по фазі у відповідних лінійних проводах мережі й, складаючись у нульовому проведенні мережі 380/220 В, обумовлюють струм у ньому, майже рівний току в фазному дроті. Іншими гармоніками для газорозрядних ламп можна зневажити.

Дослідження кривої струму намагнічування трансформаторів, включених у мережу синусоїдальної напруги, показали, що при тристержневому сердечнику й з'єднаннях обмоток Y/Y і Δ/Y в електричній мережі є всі непарні гармоніки, в тому числі гармоніки, кратні трьом. Гармоніки, кратні трьом, обумовлені несиметрією струмів, що намагнічують, в фазах.

Струми намагнічування утворюють системи струмів прямої і зворотної послідовності, які за абсолютною величиною однакові для гармонік, кратних трьом. Для інших непарних гармонік струми зворотної послідовності становлять близько 0,25 струмів прямої послідовності.

Якщо на введення трансформаторів подається несинусоїдальна напруга виникають додаткові складові вищих гармонік струму. Трансформатори ГПП дають 5-ю гармоніку невеликої величини.

У цілому несинусоїдальні режими мають ті ж недоліки, що й несиметричні.

Вищі гармоніки струму й напруги викликають додаткові втрати активної потужності у всіх елементах системи електропостачання: в лініях електропередачі, трансформаторах, електричних машинах, статичних конденсаторах, тому що опори цих елементів залежать від частоти.

Так, наприклад, ємнісний опір конденсаторів, установлених з метою компенсації реактивної потужності, з підвищенням частоти напруги зменшується. Тому, якщо в напрузі живильної мережі є вищі гармоніки, то опір конденсаторів на цих гармоніках виявляється значно нижче, ніж на частоті 50 Гц. Через це в конденсаторах, призначених для компенсації реактивної потужності, навіть невеликі напруги вищих гармонік можуть викликати значні струми гармонік. На підприємствах з більшою питомою вагою нелінійних навантажень батареї конденсаторів працюють погано. Вони або відключають захистом від перевантаження струмом або за короткий строк виходять із ладу через спучування банок (або прискореного старіння ізоляції). Відомі випадки, коли на підприємствах з розвинутою кабельною мережею напругою 6 -10 кВ в батареях конденсаторів виявляють режим ре-

зонансу струмів (або близьких до цього режиму) на частоті якої - або з гармонік, що призводить до небезпечного перевантаження їх струмом.

Вищі гармоніки викликають:

- паразитні поля й електромагнітні моменти в синхронних і асинхронних двигунах, які погіршують механічні характеристики й ККД машини. В результаті необоротних фізико-хімічних процесів, що протікають під впливом полів вищих гармонік, а також підвищеного нагрівання струмоведучих частин спостерігається:

- прискорене старіння ізоляції електричних машин, трансформаторів, кабелів;
- погіршення коефіцієнта потужності ЕП;
- погіршення або порушення роботи пристроїв автоматики, телемеханіки, комп'ютерної техніки й інших пристроїв з елементами електроніки;
- погіршності вимірів індукційних лічильників електроенергії, які призводять до неповного обліку споживаної електроенергії;
- порушення роботи самих вентильних перетворювачів при високому рівні вищих гармонійних складових.

Наявність вищих гармонік несприятливо позначається на роботі не тільки електроустаткування споживачів, але й електронних пристроях в енергосистемах.

Для деяких установок (система імпульсно-фазового керування вентильними перетворювачами, комплектні пристрої автоматики й ін.) припустимі значення окремих гармонік струму (напруги) вказує виготовлювач у паспорті виробу.

Для контролю якості ЕЕ в складі АСКОВЕ й АСДУ застосовують спеціалізовані прилади або лічильники ЕЕ з функціями контролю якості ЕЕ, як правило, в комплексі зі спеціальним програмним забезпеченням.

Для контролю якості за вітчизняними стандартами прилад повинен відповідати вимогам ГОСТ 13109-97. Таким вимогам з вітчизняних засобів виміральної техніки відповідає АНТЭС АК-3Ф, з російських - БИМ з відповідним програмним прошиванням (ТОВ НТЦ «ГОСАН») і багато хто інші:

«ІВК» Омськ - призначений для контролю, аналізу, сертифікації

ІВК-1000 - нове програмне забезпечення, що дозволяє проводити ретельний аналіз результатів вимірів і одержувати протоколи заданої форми

«Эрис-КЭ» - призначений для контролю, аналізу, сертифікації

«Ресурс-UF» - призначений для контролю й сертифікації

«ППКЭ 1-50» - призначений для контролю

«Парма РК» - призначений для контролю й сертифікації

«Энергомонитор» - призначений для контролю й аналізу ЯЕЕ, перевірки працездатності електролічильників у місцях їхньої установки

Вироби західних фірм (найбільш якісні моделі лічильників і цифрових датчиків) дозволяють контролювати такі показники якості, як небаланс фаз, коефіцієнти гармонік, THD (Total Harmonic Distortion), але не дозволяють визначати відповідність ПЯЕ діючим стандартам.

13. АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМИ РОЗРАХУНКУ З ПОСТАЧАЛЬНИКАМИ Й СПОЖИВАЧАМИ (БІЛІНГОВІ СИСТЕМИ)

13.1. Призначення й завдання

13.2. АСРС(промислові) і АСРС(побутові)

13.3. Структурні схеми

13.1. АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА РОЗРАХУНКУ З ПРОМИСЛОВИМИ СПОЖИВАЧАМИ-АСРС(П)

АСРС(п) — система, що поєднує функції збору, передачі, зберігання, обробки й відображення інформації. Вона реалізує технологію розрахунків зі споживачами й забезпечує:

- ведення довідників і картотек;
- збір і обробку інформації про споживання електроенергії;
- збір і обробку інформації про платежі;
- ведення особових рахунків;
- підготовку статистичної звітності й аналітичної інформації;
- адміністрування й налаштування системи.

Централізована обробка й зберігання, розподілене використання інформації

Централізована обробка й зберігання, розподілене використання даних - один з основних принципів побудови системи. Кожний користувач системи, незважаючи на своє місцезнаходження, навіть якщо за сотні кілометрів від обласного центру, має рівні можливості у використанні всіх функцій системи, а єдина інформаційна база забезпечує надійне зберігання, повноту й вірогідність інформації.

Надійність зберігання інформації

Оскільки АСРС(п) є системою для проведення комерційних розрахунків, особлива увага в ній приділяється надійності зберігання й захисту інформації. Уся інформація системи зберігається в єдиній базі даних, що працює під керуванням СУБД Oracle і розташована на центральному сервері даних. Відновлення даних користувачів здійснюється тільки через процедури, які зберігають на сервері бази даних, що унеможливорює несанкціонований доступ до інформації навіть кваліфікованого фахівця. Система паролів, розмежування повноважень і реєстрація доступу користувачів до бази даних гарантують конфіденційність інформації.

Для забезпечення схоронності інформації при відмовах чи перебоях апаратури або програмних засобів використовують щоденне резервне копіювання інформації на резервний диск і періодичне архівування інформації на змінних носіях (наприклад, на магнітооптичних дисках).

Адаптованість

АСРС(п) призначена для роботи в такій динамічній сфері, як роздрібний ринок електроенергії. Технічна реалізація системи забезпечує підключення нових робочих місць, перевизначення посадових повноважень, реорганізацію структури та схем розрахунку силами обслуговуючого персоналу.

Масштабованість

Застосовані при АСРС(п) принципи побудови створюють можливість без значних витрат масштабувати систему для застосування як на малих, так і на великих енергозбутових підприємствах, що мають територіально розподілену структуру, а також поєднувати окремі системи в ієрархічні структури.

Технічна реалізація

АСРС(п) - централізована система, в якій усі навантаження з керування та обробки даних лежить на сервері бази даних, а робочі станції забезпечують тільки інтерфейс користувачів з базою. Тому система висуває досить високі вимоги до сервера бази даних і не критична до робочих станцій. Сервер і робочі станції системи поєднує корпоративна мережа підприємства, створена на базі локальних обчислювальних мереж (або відособлених комп'ютерів) окремих підрозділів і об'єднаних у межах міста та області за допомогою телефонних або будь-яких інших каналів зв'язку.

Призначення

АСРС(п) призначена для автоматизації діяльності персоналу підрозділів енергозбутових підприємств і забезпечує вирішення завдань проведення розрахунків із промисловими й приватними до них споживачами електроенергії.

Функції

- ведення договорів з абонентами;
- ведення довідників;
- автоматичне введення показань щодо пунктів обліку з бази даних АСКОВЕ й ручне введення щодо звітів абонентів і інспекторів;
- проведення обчислень з урахуванням зонних тарифів на підставі інформації АСКОВЕ, розрахунок нарахувань, пені, КРЕ, штрафів, розрахунок корисної спожитої електроенергії;
- автоматичне введення банківських електронних реєстрів платежів і ручне введення платежів;
- рознесення платежів за видами нарахувань (за рахунками);
- ведення особових рахунків;
- облік адресних поставок;
- формування звітних документів;
- формування заявок на обсяги споживання електроенергії області;
- формування обсягів споживання електроенергії адміністративними районами області;
- формування договірних величин споживання електричної енергії й потужності споживачами;
- контроль споживання електроенергії по області;
- контроль за дотриманням граничних величин споживання електроенергії по адміністративних районах;
- контроль за дотриманням договірних величин споживання електричної енергії й потужності споживачами;
- керування режимами споживання електроенергії.

Користувачі системи

- відділ розрахунку з промисловими споживачами;
- служба державної інспекції енергонагляду;
- відділ розподілу й контролю;
- керівництво.

Ведення договорів з абонентами

АСРС(п) містить усю необхідну інформацію про абонентів і платників: банківські реквізити й фізичні адреси, належність до галузей, міністерства, адміністративних районів, агентств і груп споживачів, за пунктами обліку й приладами обліку абонента, його субабоненти, схеми розрахунку й параметри споживання.

Система забезпечує багатокритерійний пошук абонента. Інформація про об'єкти обліку (споживачі, підстанції, пункти обліку), а також про абонентів, що здійснюють розрахунок з підприємством енергозбуту, представлена у вигляді деревоподібних структур.

Ведення довідників

Система електронних довідників допоможе швидко знайти необхідну інформацію. АСРС(п) містить довідники за наступними категоріями:

- населені пункти;
- вулиці;
- міністерства;
- банки;
- постачальники;
- курси валют;
- пільги;
- тарифи.

Уведення показань

АСРС(п) забезпечує автоматичне завантаження даних з енергоспоживання з бази даних АСКОЕ й ручне введення показань за звітами абонентів або інспекторів енергонагляду. З огляду на великий обсяг обробки інформації екранні форми оптимізовані для ручного введення. При відсутності фактичних даних щодо споживання електроенергії передбачені системи нарахування витрат «за встановлену потужність» або «за середнім споживанням».

Проведення розрахунків

АСРС(п) здійснює автоматичний розрахунок за видами нарахувань. Під час розрахунків автоматично враховують всі особливості тарифікації конкретного абонента (узгоджені договором), при необхідності нараховують штрафи й пеню.

При обчисленні враховують: тарифні зони; споживання й генерацію реактивної енергії; категорію споживача за рівнем напруги й потужності; належність до промислового або непромислового сектора; лімітні обмеження, пільги, джерела фінансування споживача.

Ведення платежів

АСРС(п) передбачає автоматичне ведення платежів з банківських електронних реєстрів платників, реалізацію різних схем взаємозаліків, ручне ведення платежів:

- розрахунок дебіторської й кредиторської заборгованості;
- перетарифікацію витрат та облік змін на особових рахунках;
- зняття пені, КЕР, штрафів;
- аналіз стану рахунків і ухвалення рішення про застосування санкцій;
- формування інформації про боржників;
- підготовка довідок про стан рахунків за вимогами абонентів;
- формування й друкування платіжних вимог-доручень.

Статистика та звітність

АСРС(п) містить потужну систему аналізу параметрів споживання й стану рахунків абонентів для підготовки статистичних і звітних матеріалів. У системі більше сорока форм і шаблонів звітних документів, за допомогою яких за лічені хвилини може бути підготовлений будь-який звіт або відомість для подання в облдержадміністрацію, енергонагляд, регіональний або національний диспетчерські центри, дирекції, бухгалтерії або абонентам. Наявний список може бути розширений або змінений як самим замовником, так і розроблювачем за завданням замовника.

Підготовка статистичних даних формується в розрізі тарифів, галузей, районів електромереж і в цілому по енергокомпанії для всіх категорій споживачів.

13.2. Автоматизована система розрахунку зі споживачами побутового сектора асрс(поб)

Призначення

АСРС(поб) призначена для автоматизації діяльності персоналу підрозділів енергопобутових підприємств і забезпечує вирішення завдань щодо проведення розрахунків зі споживачами електроенергії побутового сектора. З огляду на великий обсяг ручних операцій при роботі з абонентами й контролю за платежами, форми введення АСРС(поб) спеціально адаптовані для ручного введення інформації.

Функції

- ведення довідників і картотек;
- ведення особових рахунків абонентів;
- контроль платежів;
- розрахунок платежів;
- робота з квитанціями;
- ведення приладів обліку;
- формування звітних документів.

Користувачі системи

- відділ розрахунку з побутовими споживачами;
- служба держінспекції енергонагляду;
- керівники енергокомпанії.

Ведення довідників і картотек

В АСРС(поб) організовано централізоване ведення електронних довідників і картотек, які використовують операторами при вирішенні функціональних завдань системи. Система довідників і картотек включає ведення лінійних або ієрархічних довідників і класифікаторів: банків, адміністративно-територіальних одиниць з адресою.

Ведення особових рахунків абонентів

При роботі з особовими рахунками АСРС(поб) забезпечує виконання таких функцій:

- відкриття особових рахунків;
- переоформлення або закриття особових рахунків;
- визначення й коригування пільгових знижок;
- реєстрацію договорів з погашення заборгованості;
- перегляд особових рахунків.

Контроль платежів

Контроль платежів в АСРС(поб) проводиться вручну за квитанціями або в напівавтоматичному режимі при завантаженні електронних реєстрів платежів, які надходять із розрахункових центрів, або електронних реєстрів субсидій, що надходять із районних відділів субсидій. Форми введення оптимізовані для ручного введення інформації.

Розрахунок платежів

АСРС(поб) здійснює автоматичний розрахунок платежів з урахуванням тарифів, пільг, категорій споживачів, пені й виду оплати, дає змогу редагувати сплачені показання, робити розрахунок і нарахування щодо непрацюючих приладів обліку.

Робота з квитанціями

Частина квитанцій, що надходять у розрахунковий відділ, може містити помилки, неточності або пропуски в заповненні, що не дозволяє однозначно ідентифікувати квитанцію. З такими квитанціями в АСРС(поб) передбачений особливий режим роботи, завдяки якому можна однозначно визначити власника квитанції.

Прилади обліку

АСРС(поб) дає змогу здійснювати повний контроль за парком і рухом приладів обліку. База даних приладів обліку і їхніх власників, контроль заходів щодо установки, заміни, ремонту й перевірки лічильників з реєстрацією відповідальних осіб дає змогу перешкоджати крадіжкам і несанкціонованому втручанню в роботу приладів обліку.

Статистика й звітність

АСРС(поб) має потужну систему аналізу параметрів споживання й стану рахунків абонентів для підготовки статистичних і звітних матеріалів. За допомогою наявних шаблонів можна за лічені хвилини підготувати будь-який звіт або відомість для подання в облдержадміністрацію, енергонагляд, дирекції, бухгалтерії й абонентам. Шаблони звітів розроблені засобами Microsoft Excel, що створює користувачеві можливість самостійно розробляти нові звітні форми. Підготовка статистичних даних формується в розрізі тарифів, категорій споживачів, районами електромереж і в цілому по компанії за задані періоди години. Усі звітні форми виконані українською мовою.

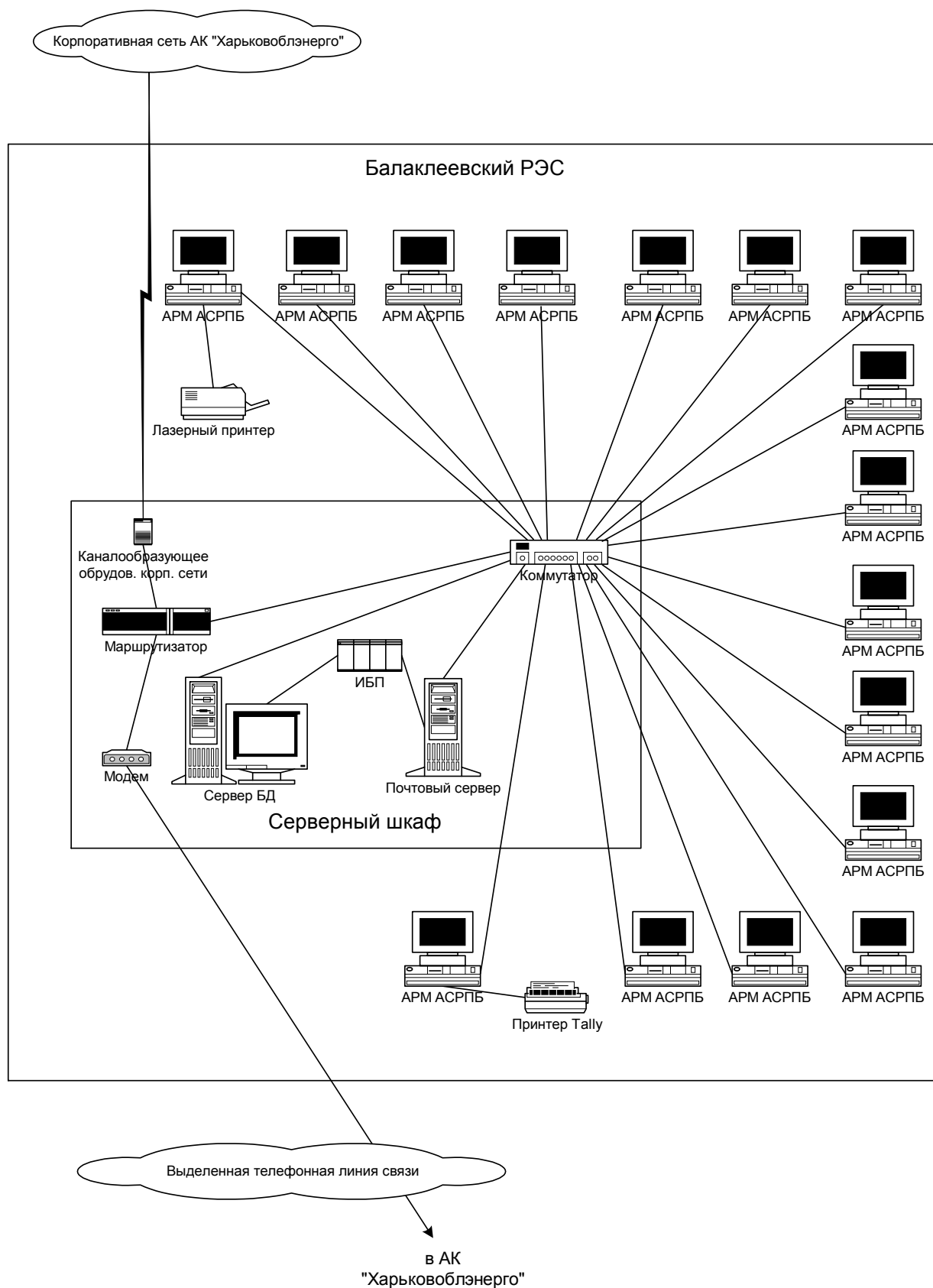


Рис.13.1 — Структурна схема ЛОМ АСРС(поб)
Балаклеївського РЕМ АК «Харківобленерго»

13.3. нові ефективні системи розрахунків зі споживачами електроенергії

Фахівцями підприємств НПП «ОКТАВА ЛТД» і «СИГМА-ПРОФІ» розроблено дослідний варіант системи продаж електроенергії на основі інтелектуальних лічильників з реєстрацією оплати (відомих як лічильники «Кешпауер», або лічильники з передплатою). Системи такого типу успішно експлуатують в Великобританії та інших країнах і забезпечують високу ефективність розрахунків у відносинах між постачальником і споживачем електроенергії. Електролічильники типу «Кешпауер» належать до нового покоління засобів обліку, ефективнішого, ніж лічильники з електронною картою.

Система платежів, складовою частиною якої є лічильник, побудована на основі криптографічного методу захисту інформації й забезпечує необхідну зручність для постачальника електроенергії й простоту використання для споживача. Розрахунки зі споживачами електроенергії можуть здійснюватися за двома схемами: у кредит і передплатою. Передбачено можливість розширення функцій системи та її інтеграція з будь-якою існуючою системою платежів верхнього рівня.

Функціонування системи

Абонент у пункті розрахунку вносить передплату (або одержує кредит) за якийсь (середньомісячний) обсяг кіловат-годин і одержує квитанцію з 15-розрядним кодом, що містить індивідуальну шифровану інформацію про величину внесеного платежу. Набравши код за допомогою кнопок на лицьовій панелі лічильника, абонент повинен ввести в лічильник інформацію про сплату. Лічильник автоматично розшифровує повідомлення й додає суму платежу до величини залишку, збереженого в пам'яті лічильника. Коли сплачений ліміт вичерпано, лічильник протягом контрольного рядок видає попереджувальний сигнал (блимає індикатор, звуковий сигнал). Після закінчення контрольного строку (ліміту кіловат-годин) настає автоматичне вимкнення електроенергії. Подачу електроенергії відновлюють після сплати й введення кодової інформації в лічильник.

14.ІНТЕГРОВАНІ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ВИРОБНИЦТВОМ

14.1.Призначення ІСУП, зв'язок з іншими АС

14.2.Системи MRP

14.3.Системи MRPII

14.4.Системи ERP

14.5.Системи CSRP

Є тенденція до взаємної інтеграції різних АС в енергетику з перспективою створення ІСУП. У країнах Заходу такий шлях пройшли багато галузей і існує безліч продуктів, призначених для керування діяльністю підприємства в цілому. Найпоширеніша у нас назва ІСУП - ERP.

У відповідності зі Словником APICS (American Production and Inventory Control Society), термін « ERP-система» (Enterprise Resource Planning - Керування ресурсами підприємства) може вживатися в двох значеннях. По-перше, це - інформаційна система для ідентифікації й планування всіх ресурсів підприємства, які необхідні для здійснення продажів, виробництва, закупівель і обліку в процесі виконання клієнтських замовлень. По-друге (у більше загальному контексті), це - методологія ефективного планування й керування всіма ресурсами підприємства, які необхідні для здійснення продажів, виробництва, закупівель і обліку при виконанні замовлень клієнтів у сферах виробництва, дистриб'юції й надання послуг.

Абревіатуру ERP використовують для позначення комплексних систем керування підприємством (Enterprise-Resource Planning - планування - ресурсів підприємства). Ключовий термін ERP є Enterprise - Підприємство, і тільки потім - планування ресурсів. Призначення ERP - в інтеграції всіх відділів і функцій компанії в єдину комп'ютерну систему, що зможе обслужити всі специфічні потреби окремих підрозділів.

Саме важке - побудувати єдину систему, що обслужить всі запити співробітників фінансового відділу і у той же час, догодить і відділу кадрів, і складу, і іншим підрозділам. Кожний із цих відділів звичайно має власну комп'ютерну систему, оптимізовану під свої особливості роботи. ERP комбінує їх усі в рамках однієї інтегрованої програми, що працює з єдиною базою даних так що всі департаменти можуть легше обмінюватися інформацією й спілкуватися один з одним. Такий інтегрований підхід обіцяє обернутися дуже великою віддачею, якщо компанії зможуть коректно встановити систему.

Візьмемо, наприклад, обробку замовлення. Звичайно, коли клієнт робить замовлення, той починає довгу подорож з однієї папки для паперів в іншу. При цьому інформація із замовлення одночасно вводиться то в одну комп'ютерну систему, то в іншу. Ця неспішна подорож веде до запізнювання виконання замовлень і їхній втраті, а також є причиною помилок при багаторазовому введенні інформації в різні системи. Тим часом, у потрібний момент ніхто в компанії по-справжньому не може сказати, який реальний стан замовлення, тому що співробітник фронт - офісу не може заглянути в комп'ютери складу й сказати, відвантажений вже товар чи ні. І розлючений замовник чує тільки: «Позвоніть, будь ласка, на склад!»

ERP замінює старі розрізнені комп'ютерні системи за фінансами, керуванням персоналом, контролем над виробництвом, логістиці, складам однією уніфікованою системою, що складається із програмних модулів, які повторюють функціональність старих систем. Програми, що обслуговують фінанси, виробництво або склад тепер пов'язані разом, і з одного відділу можна заглянути в інформацію іншого. ERP-системи більшості постачальників досить гнучкі, їх можна встановлювати модулями, не здобуваючи відразу весь пакет. Наприклад, багато компаній здобувають спочатку тільки фінансові або HR модулі, залишаючи на майбутнє автоматизацію інших функцій.

ERP-система автоматизує процедури, що утворюють бізнес-процеси. Наприклад, виконання замовлення клієнта: прийняття замовлення, його розміщення, відвантаження зі складу, доставка, виставлення рахунку, одержання сплати. ERP-система «підхоплює» замовлення клієнта й служить свого роду дорожньою картою, за якою автоматизують різні кроки на шляху виконання замовлення. Коли спеціаліст вводить замовлення клієнта в ERP-систему, у нього є доступ до всієї інформації, необхідної для того, щоб запустити замовлення на виконання. Наприклад, він одразу одержує доступ до кредитного рейтингу клієнта й історії його замовлень з фінансового модуля, довідається про наявність товару зі складського модуля й про графік відвантаження товарів з модуля логістики.

Співробітники, що працюють у різних підрозділах, бачать одну інформацію й можуть обновляти її в своїй частині. Коли один департамент закінчує роботу над замовленням, замовлення автоматично переадресовують в інший департамент усередині самої системи. Щоб довідатися, де перебувало замовлення в будь-який момент часу, необхідно тільки увійти до системи й відстежити проходження замовлення. Оскільки весь процес тепер прозорий, то замовлення клієнтів виконують швидше й з меншим числом помилок, ніж раніше. Те ж саме відбувається з іншими важливими процесами, наприклад, створенням фінансових звітів, нарахуванням зарплати і т.д.

Така роль ERP-системи в ідеалі. Реальність трохи жорсткіша. Повернемося до тих же папок для паперів. Цей процес може бути й не ефективним, але зате він простий і звичний. Бухгалтерія робить свою роботу, склад - свою, і якщо що-небудь за стінами відділу не так, це - чужа проблема. З приходом ERP усе змінюється: продавець більше не є друкарем, він усього лише набирає ім'я клієнта й натискає клавішу "Enter". Екран ERP-системи перетворює його в бізнесмена. Продавець переходить від кредитної історії клієнта до ситуації на складі. Чи заплатить клієнт вчасно? Чи зможемо ми вчасно відвантажити? Такіх рішень продавці ніколи раніше не приймали, а від цих рішень залежать клієнти, і залежать інші підрозділи компанії. І не одним тільки продавцям доводиться прокинутися - народ на складі, що раніше тримав весь список товарів у голові або на клаптиках паперу, тепер повинен уводити його в комп'ютер. Якщо вони не будуть робити це регулярно й швидко, продавець скаже клієнтові, що товару на складі немає, клієнт відправиться до іншого постачальника, і компанія втратить гроші.

Відповідальність, звітність і комунікації ніколи раніше не перевірялися так жорстко. Люди не люблять зміни, а ERP вимагає зміни їхнього стилю робо-

ти. От чому так важко оцінити ефект від ERP. Коштовне не стільки програмне забезпечення, скільки зміни, які компанії повинні провести в способах ведення бізнесу. Якщо ви просто встановлюєте нове програмне забезпечення, не змінюючи принципів роботи, ви можете не побачити ніякого ефекту взагалі. Навпаки, нове програмне забезпечення загальмує вас - ви заміните стару програму, що усі знають, новою, невідомою нікому.

ERP є результатом сорокарічної еволюції керівних і інформаційних технологій.

У 60-і роки почалося використання обчислювальної техніки для автоматизації різних областей діяльності підприємств. Тоді ж з'явився клас систем планування потреб у матеріалах (MRP - Material Requirements Planning). В основі функціонування подібних систем лежало поняття специфікації виробу (BOM - Bill Of Materials) і виробничої програми (MPS- Master Production Schedule). Специфікація показувала готовий виріб у розрізі вхідних у нього компонентів. Виробнича програма містила інформацію про тимчасовий проміжок, вид і кількість готових виробів, запланованих до випуску підприємством. За допомогою BOM і MPS відбувалася процедура аналізу специфікації, на підставі чого, підприємство одержувало інформацію про потреби в матеріалах для виробництва необхідної кількості готових виробів відповідно до MPS. Потім, інформація про потреби перетворювалася в серію замовлень на закупівлю й виробництво. Також, у даному процесі враховувалася інформація про залишки сировини й матеріалів на складах.

Використання систем типу MRP дозволило компаніям досягти наступних результатів:

- знизити рівень запасів сировини й матеріалів на складах
- знизити рівень запасів у незавершеному виробництві
- підвищити ефективність виробничого циклу
- скоротити строки виконання замовлень

Незважаючи на високу ефективність систем MRP у них був один істотний недолік, а саме, вони не враховували в своїй роботі виробничі потужності підприємства. Це привело до розширення функціональності MRP систем модулем планування потреб у потужностях (CRP - Capacity Requirements Planning). Зв'язок між CRP і MPS дозволяв враховувати наявність необхідних потужностей для виробництва певної кількості готових виробів. Системи MRP, що мають у своєму складі модуль CRP стали називатися системами планування потреб у матеріалах замкнутого циклу (Closed Loop MRP).

В 80х роках з'явився новий клас систем - системи планування виробничих ресурсів підприємства (Manufacturing Resource Planning). Через схожість аббревіатур такі системи стали називати MRPII.

Основна відмінність MRPII від MRP, полягає в тім, що системи MRPII призначені для планування всіх ресурсів підприємства (включаючи фінансові й кадрові).

У наслідок вдосконалення систем MRPII і їх подальшого функціонального розширення з'явився клас систем ERP. Термін ERP був уведений незалежною дослідницькою компанією Gartner Group на початку 90х років. ERP системи,

призначені не тільки для виробничих підприємств, вони також ефективно дозволяють автоматизувати діяльність компаній, що надає послуги.

Потреба в автоматизації керівних процесів вперше була усвідомлена наприкінці 60-х - початку 70-х років, коли стало ясно, що керування великою корпорацією підкоряється тим же законам, що й будь-яка бюрократична структура. Один із законів Паркінсона говорить: “штат організації ніяк не пов'язаний з обсягом виконуваної нею роботи”. Іншими словами, з ростом чисельності керівного персоналу ККД його роботи падає до нуля.

У зв'язку із цим народилася ідея: організувати працю керівників за допомогою автоматизованої системи приблизно так, як конвеєр організує працю робітників. У підсумку народилася концепція регулярного менеджменту, що опирається не на талановитих одинаків, а на формально описані процедури, що роблять ефективною працю кожного керівника.

Еволюція стандартів планування. Від MRPII до ERP і CSRP.

Стандарти корпоративного планування, як і будь-які стандарти згодом проходять через процес еволюції. З роками у світі міняють принципи керування бізнесом і, відповідно, змінюють підходи до корпоративного планування. В останнє десятиріччя гіганти світової індустрії поширили усим світом мережу своїх вилучених виробничих і невиробничих об'єктів керування, значно ускладнилася організаційна структура самих великих компаній і холдингів. Це у свою чергу спричинило збільшення керівних витрат і витрат на підтримку складних і заплутаних логістичних структур поставок продукції. Зрештою виникла необхідність шукати методики, що дозволяють оптимізувати рішення й цього завдання. В середині 90-х був уведений в обіг термін ERP-системи. ERP-методологія дотепер належним чином не систематизована, і являє собою надбудову над MRPII, націлену на оптимізацію роботи з вилученими об'єктами керування. В цей час, під широко використовуваним терміном “ERP-система”, як правило мають на увазі MRPII-систему, з розширеними можливостями роботи з мережею філій і залежних компаній, розташованих усим світом.

Для оптимізації керування логістичними ланцюжками була створена концепція SCM (Supply Chain Management), що підтримує більшість систем класу MRPII. SCM є компонентом загальної бізнес-стратегії компанії, дозволяє істотно знизити транспортні й операційні витрати, шляхом оптимального структурування логістичних схем поставок.

Однією з останніх тенденцій в бізнес-плануванні, став обіг посиленої уваги на якість обслуговування кінцевих споживачів продукції. Для того щоб проквітати, виробники повинні розробляти нові технології й бізнес-процеси, які дозволяли б їм задовольняти індивідуальні купівельні потреби й очікування, відповідати на ці потреби товарами й послугами, які являють унікальну цінність для кожного покупця. Виробники повинні зробити часткову зміну в стратегії й інтегрувати покупця в центр процесу планування діяльності організації. Інтеграція покупця із ключовими бізнес-процесами організації змінює її стратегію й реалізацію цієї стратегії, вимагає нову модель керування діяльністю: планування ресурсів, синхронізоване з покупцем. Так зародилася концепція CSRP (Customer Synchronized Resource Planning). Використовуючи принцип CSRP,

дистриб'ютор продукції здатний записати специфічні вимоги до продукту, зафіксувати ціну й автоматично послати цю інформацію в головну організацію, де інформація про вимоги до продукту динамічно перетворюється в детальні інструкції з виробництва й планування. Створюється список матеріалів і комплектуючих для виробництва, автоматично визначають виробничі маршрути, матеріали планують й замовляють й, нарешті, створюється робоче замовлення. Критична для покупця інформація динамічно інтегрується в основну діяльність підприємства. Після цього інформація про критичні переваги покупця зберігається в центральній базі даних про споживачів, що можуть використовувати підрозділи обслуговування покупців, технічного обслуговування, досліджень, планування виробництва й інші. Таким чином, діяльність підприємства синхронізується з потребами покупців.

Висновок

Еволюція стандартів планування й керування бізнесом ні на хвилину не відстає від темпів розвитку самого бізнесу, а також збільшення можливостей комп'ютерних систем. В останні роки в Україні (а також в Росії) відчувається величезний інтерес до корпоративних систем автоматизації бізнесу, однак, настільки ж відчутна відсутність інформації з основних принципів їхньої реалізації. Спеціалізовані сайти Інтернет і паперові видання фактично завалені матеріалами про корпоративні системи, однак, ці матеріали носять характер “що такі системи можуть дати”, а не “те як вони працюють”. Унаслідок цього, конкретні потенційні замовники, що бажають автоматизувати своє виробництво або свій бізнес, не знають елементарні принципи роботи інформаційних систем, не знають, що криється під широко розповсюдженою аббревіатурою ERP, крім того, як це щось “круте”, дороге, що дозволяє вирішити всі проблеми на світі. Це подання, в свою чергу, часто веде до “мертвонароджених” проектів, нереалізованих через відсутність у керівників ефективних критеріїв вибору класу системи, її функціональних можливостей, методик впровадження й т.д. Автор сподівається, що даний короткий опис принципів роботи систем класу MRPII дозволить хоч якоюсь мірою усунути цей інформаційний вакуум.

Додаток П1. Найбільш розповсюджені операційні системи Версії Microsoft Windows

Усі версії Windows можливо розділити на декілька «сімейств»:

Графічні інтерфейси й розширення для DOS

Ці версії Windows не були повноцінними операційними системами, а лише надавали інтерфейс до можливостей операційної системи MS-DOS. Вони працювали із процесорами починаючи з Intel 8086.

- Windows 1.0 (1985) - фактично не використовувалася.
- Windows 2.0 (1987)
- Windows 3.0 (1990) - з'явилася підтримка процесорів 80286 і захищеного режиму.
- Windows 3.1 (1992) - підтримка процесора 80386 і розширеного захищеного режиму. Робота в реальному режимі (8086/ 88-сумісному) вилучена.
- Windows для робочих груп (Windows for Workgroups) 3.1/3.11 - перша версія ОС сімейства з підтримкою локальних мереж. В WFWG 3.11 також випробовувалися окремі вдосконалення ядра, застосовані пізніше в Windows 95.

Сімейство Windows 9x

- Windows 95 (1995 р.)
- Windows 98 (1998 р.)
- Windows Millenium Edition (Me) (2000 р.)

Сімейство ОС, розроблених спеціально для процесорів з 32-бітною архітектурою, на ринку позиціонувалися, як 32-розрядні ОС, однак містили велику кількість 16-бітного коду, а саме 32-розрядне ядро було вдосконалим ядром Windows 3.1/3.11, що працює в розширеному режимі. Основним стратегічним завданням створення сімейств Windows 9x була наступність програм, написаних для MS-DOS. Оскільки MS-DOS надавала повний доступ до всіх периферійних пристроїв, пам'яті коду операційної системи, пам'яті коду драйверів пристроїв, а також пам'яті інших програм, що виконують в системі, сімейство Windows 9x (також як і MS-DOS) дозволяло навмисне або ненавмисне псування вмісту оперативної пам'яті, що могло привести до «зависання» або до некоректної роботи системи.

Сімейство Windows NT

Операційні системи цього сімейства працювали на процесорах з архітектурою Intel Architecture (IA) 32 і деяких RISC-процесорах: Alpha, MIPS (до версії 2000, що вийшла тільки у версії для IA32). Windows NT є повністю 32-бітними операційними системами, і, на відміну від версій 1.0-3.x і 9x, не мають потреби в підтримці з боку MS-DOS.

В основу сімейства Windows NT покладено поділ адресних просторів між процесами. Кожний процес має можливість працювати з виділеною йому пам'яттю. Однак він не має прав для запису на згадку інших процесів, драйверів і системного коду. Таким чином, операційна система має можливість завершити виконання одного (завислого або працюючого некоректно) процесу без останова всієї системи.

Название	номер версии	первый выпуск	последний выпуск / SP	Варианты
Windows NT 3.1	3.1.xxx	27 июля 1993	SP3 (10 ноября 1994)	Workstation, Advanced Server
Windows NT 3.5 (Daytona)	3.5.xxx	21 сентября 1994	SP3 (21 июня 1995)	Workstation, Server
Windows NT 3.51 (Tukwila)	3.51.xxx	30 мая 1995	SP5 (19 сентября 1996)	Workstation, Server
Windows NT 4.0 (Indy)	4.0.xxxx	29 июля 1996	SP6a (30 ноября 1999)	Workstation, Server, Server Enterprise (Granite), Terminal Server (Hydra), Embedded (Impala)
Windows 2000 (Cairo)	5.0.xxxx	17 февраля 2000	SP4 (26 июня 2003)	Professional, Server, Advanced Server, Datacenter Server
Windows XP (Whistler)	5.1.2600	25 октября 2001	SP3 (6 мая 2008)	Home, Professional, 64-bit, Media Center (eHome), Tablet PC, Starter, Embedded (Mantis), N; Windows Fundamentals for Legacy PCs (Eiger)
Windows Server 2003 (Whistler Server, Windows .NET Server)	5.2.3790	24 апреля 2003	SP2 (13 мая 2007)	Standard, Enterprise, Datacenter, Web, Small Business Server (Bobcat), Compute Cluster Server, Storage Server; Windows XP Professional x64
Windows Vista (Longhorn)	6.0.6000	30 января 2007	SP2 (25 мая 2009)	Starter, Home Basic, Home Premium, Business, Enterprise, Ultimate, N Home Basic, N Business; x64-варианты всех, кроме Starter
Windows Server 2008 (Longhorn Server)	6.0.6001	27 февраля 2008	SP2 (27 мая 2009)	Standard, Enterprise, Datacenter, HPC, Web, Storage, Small Business (Cougar), Essential Business (Centro), Itanium; x64-варианты всех, кроме HPC
Windows 7 (Blackcomb, Vienna)	6.1.7600	22 октября 2009	SP1 (KB976932) (22 февраля 2011)	Начальная, Домашняя базовая, Домашняя расширенная, Профессиональная, Корпоративная, Максимальная, Windows 7 N, Windows 7 E; x64-варианты всех, кроме Начальной
Windows Server 2008 R2	6.1.7600	22 октября 2009	SP1 (KB976932) (22 февраля 2011)	Standard, Enterprise, Datacenter, HPC, Web, Storage, Small Business, Itanium; все версии — только 64-разрядные
Windows 8	6.2.9200	26 октября 2012	RTM (1 августа 2012)	Windows 8, Windows 8 RT, Профессиональная, Профессиональная N, Профессиональная WMC, Корпоративная, Корпоративная N; x64-варианты всех, кроме Windows RT
Windows Server 2012	6.2.9200	26 октября 2012	RTM (1 августа 2012)	Standard, Datacenter, Storage; все версии — только 64-разрядные

Сімейство Windows NT відноситься до операційних систем із витісняючою багатозадачністю, а не до операційних систем реального часу. Поділ процесорного часу між потоками відбувається за принципом «каруселі». Операційна система виділяє квант часу (в Windows 2000 один квант дорівнює приблизно 20 мс) кожному з потоків по черзі за умови, що всі потоки мають однаковий пріоритет. Поток може відмовитися від виділеного йому кванта часу. В цьому випадку, система перехоплює в нього керування (навіть якщо виділений квант часу не закінчився) та передає керування іншому потоку. При передачі керування іншому потоку система зберігає стан усіх регістрів процесора в особливій структурі в опе-

ративній пам'яті. Ця структура називається контекстом потоку. Збереження контексту потоку достатньо для наступного поновлення його роботи.

Операційна система UNIX. Середина 60-х — початок 70-х:

Bell Telephone Laboratories, підрозділ американського гіганта AT&T, вирішує створити зовсім нову операційну систему для комп'ютерів третього покоління. До розробки приєднують корпорація General Electric Company і Масачусетський інститут технології MIT (Massachusetts Institute of Technology). ОС, що одержала назву MULTICS (MULTiplexed Information and Computing System), повинна була стати багатозадачною операційною системою з поділом часу й новим користувацьким інтерфейсом, що забезпечує одночасну роботу декількох сотень користувачів. Витрати на розробку ОС себе не виправдали, система вийшла ненадійною й громіздкою. Були допущені деякі серйозні помилки (зокрема, основною мовою програмування обрали PL/I, що далеко не ідеально справлявся з покладеними на нього надіями), роботу над MULTICS припинили. У 1969 році Томпсон, Ритчи й ряд інших співробітників Bell Labs починають розробку нової операційної системи, намагаючись внести в неї все краще, що було в MULTICS. Загальними зусиллями створюється перша версія ядра, свій асемблер, необхідні утиліти. Нову операційну систему, що працює на PDP-7 корпорації DEC, на згадку померлої MULTICS називають UNICS (Uniplexed Information and Computing System). Назву дав ще один важливий діяч — Brian Kernighan. Система повністю написана на асемблері, офіційним днем її народження стало 1 січня 1970 року. З цього моменту ведеться відлік часу в секундах у функціях деяких мов програмування.

Початок — кінець 1970-х:

У 1971 році патентному підрозділу Bell Labs потрібна була система обробки тексту. Операційною системою обрали UNIX, що тепер працює на могутнішому комп'ютері PDP-11. Сама система займала 12 кілобайт, прикладні програми — 8 кБ, максимальний розмір файлу обмежувався 64 кБ. Assembler став незручним через слабку переносимість UNIX на різні платформи. Thompson, займаючись створенням компілятора Фортран (FORTRAN), винайшов нову мову — Би (B). Ритчи ж у свою чергу переробив його в Си (C), здатний генерувати машинний код. У 1973 році більшу частину ядра UNIX переписують на С — тепер ОС може бути легко перенесена на інші апаратні платформи, що значно підвищує її популярність. В Bell Labs уже працює 25 систем, з'являється група UNIX-Системщиків — UNIX System Group (USG). З 1974 року AT&T починає поширювати вихідні коди системи в університети. Завдяки своїй невеликій вартості UNIX здобуває нових прихильників, кількість її розроблювачів значно зростає. З'являються все нові й нові версії системи, названі редакціями; всього їх вийшло 10 (з 1971 по 1989 р.). Перші сім редакцій (до 1979 року включно) розробляла Комп'ютерна Дослідницька Група CRG (Computer Research Group) в Bell Labs при сприянні USG і PWB (Programmer's WorkBench), що займають супроводом системи й розробкою середовища програмування відповідно; працювали вони під PDP-11. Після сьомої редакції розробкою зайнялася USG; працював UNIX під VAX (DEC). До 1977 року число працюючих UNIX-Систем перевищило 500. Тоді ж було зроблено перше портування системи на комп'ютер,

відмінний від PDP. У 1978 році виходить перша версія BSD UNIX, розроблена в Каліфорнійському університеті в Берклі й заснована на шостій редакції. У 1979 році виходить Free BSD, що тепер уже базується на сьомій редакції й ставшая першою BSD-Системою, перенесеною на VAX.

Початок — кінець 80-х:

У 1980 році фірма Bolt, Beranek and Newman (BBN) підписала контракт із відділом перспективних дослідницьких проектів (DARPA) Міністерства оборони США на розробку підтримки протоколів TCP/IP в BSD UNIX. Роботу над нею завершено наприкінці 1981 року та перенесли в 4.2BSD UNIX. У 1982 році AT&T об'єднала кілька існуючих версій UNIX, створивши System III. Дана версія вже була призначена не для внутрішнього використання, а для поширення поза Bell Labs і AT&T. У 1983 році виходить System V, а лабораторія USDL (UNIX System Development Laboratory), в яку переросла USG, випускає її модифікацію — System V Release 2. У 1987 році ATTIS (AT&T Information Systems), новий підрозділ AT&T, випускає System V Release 3. У 1988 році AT&T і Sun Microsystems уклали угоду про співробітництво в розробці наступних версій System V. Інші комп'ютерні гіганти по-своєму відповідають на даний хід — IBM, DEC, Hewlett-Packard створили організацію Open Software Foundation (OSF). Результатом її діяльності стала OSF/1 — UNIX операційна система, створена незалежно від AT&T. У 1989 році виходить System V Release 4, що увібрала в себе можливості SunOS від Sun Microsystems, BSD Unix від Berkley Software Distribution і попередніх версій System V.

Початок 90-х — наші дні:

На початку 90-х набирає обертів проект GNU, організований Ричардом Столлменом (Richard Stallman). Цей проект створює безкоштовне програмне забезпечення. В цей час з'являється нова людина, що істотно вплинула на подальший розвиток UNIX. Це Лінус Торвальдс (Linus Torvalds) з Хельсінкі (Фінляндія). Ще, будучи в 1991 році студентом другого курсу місцевого університету, він заявляє, що ОС Minix (ще один UNIX-клон з мінімальними вимогами до пам'яті) його не влаштовує й починає розробку своєї операційної системи, пізніше названої Linux. 25 серпня 1991 року приходить перше повідомлення про появу Linux-ядра, а в день народження Linux'a 17 вересня 1991 року виходить версія 0.0.1. Поширюється система як частина проекту GNU (до цього головним його досягненням був GNU C Compiler, але йому не вистачало операційної системи, якою і став GNU/Linux). Згодом з'являється величезна кількість фірм, які створюють свої версії Linux'a, що беруть за основу загальне ядро, модифіковане тисячами розроблювачів в усьому світі (керує процесом як і раніше Торвальдс) і на свій розсуд додаючих існуючі, а також свої, додатки. Найбільшої популярності досягають Red Hat Linux, Mandrake Linux, SuSE Linux, Debian GNU/Linux, Slackware Linux (з росіян — ASPLinux, ALT Linux). Крім Linux'a повсюди використовують й інші численні *nix-системи, серед яких *BSD (FreeBSD, OpenBSD, NetBSD, BSDI ...), Sun Solaris (колишня SunOS), AIX (від IBM), HP-UX (від Hewlett-Packard), Mac OS X (ОС від Apple, з ядром Darwin, що ґрунтується на FreeBSD) і багато хто інші.

Додаток П2. Система GPS

24 супутника, що становлять космічний сегмент системи GPS, обертають навколо Землі круговими орбітами на висоті близько 20000 км. Кожний супутник робить два повних оберти менш ніж за 24 год. Супутники рухаються зі швидкостями близько 11000 км/год. Живлення супутників GPS забезпечують сонячні батареї, на борту є також резервні акумуляторні батареї. Кожен супутник має невеликі ракетні двигуни, призначені для корекції орбітальних траєкторій.

От ще кілька цікавих фактів, що мають відношення до орбітального угруповання GPS:

- Перший супутник було запущено в 1978 р.
- Число супутників досягло необхідної кількості - 24 - в 1994 р.
- Середній час життя кожного супутника GPS становить близько 10 років. У зв'язку із цим у міру необхідності виробляють заміну старих супутників новими.
- Маса супутника GPS становить близько 900 кг, а його ширина - близько 5 м з розгорнутими сонячними батареями.
- Потужність передавача становить не більше 50 Вт.

Структура сигналів

Супутники GPS передають два малопотужних сигнали на частотах L1 і L2. Цивільні GPS-приймачі працюють на частоті L1=1575,42 МГц. Прийом сигналів можливий тільки із супутників, що перебувають у межах прямої видимості. Хмари, скло й пластик не є перешкодами для сигналу, в той час як більшість щільних об'єктів, таких як будинки, рельєф місцевості, металеві предмети й люди - є.

Сигнал, переданий супутниками GPS, містить три важливі складові - псевдо-випадковий код, ефемеридні дані й альманах. Псевдо-випадковий код містить номер супутника, що передає інформацію. GPS-приймачі GARMIN відображають його на сторінці супутників.

Ефемеридні дані, що постійно передає кожний супутник, містять важливу інформацію про статус супутника (робітник або неробочий), а також поточну дату й час. Ця частина сигналу необхідна для обчислення місця розташування GPS-приймачем.

Альманах містить інформацію про те, де повинні перебувати супутники GPS. Кожний супутник передає альманах, що містить орбітальну інформацію для даного супутника, а також всіх інших супутників GPS.

Джерела помилки місцезнаходження

На точність місцезнаходження за допомогою сигналу GPS впливають наступні фактори:

- іоносферні й тропосферні затримки: в міру проходження атмосфери сигнал уповільнюється. Система GPS використовує вбудовану модель, що визначає середню величину затримки для часткової корекції помилки цього типу;
- багатопроменевий прийом: це відбувається, коли сигнал GPS відштовхується від об'єктів, таких як високі будинки або скелі й потрапляє в GPS-

приймач. Збільшення часу проходження відбитого сигналу призводить до виникнення помилки;

- помилка годинника приймача: вбудовані годинники GPS-приймача поступають у точності атомним годинникам, що перебувають на борті супутників. Це може бути причиною невеликих помилок у визначенні часу проходження сигналу;

- орбітальні помилки: відомі також як ефемеридні помилки, відповідають неточності в переданому місці розташування супутників;

- число видимих супутників: чим більше супутників "бачить" GPS-приймач, тим вище точність. Будинки, елементи рельєфу, а іноді й густе листя можуть перешкоджати прийому сигналів GPS, призводячи до помилок у визначенні місцезнаходження або до його неможливості;

- геометрія видимих супутників: визначається взаємним розташуванням супутників у кожний момент часу. Ідеальною є така геометрія супутників, коли кути між напрямками на них великі. Поганою вважають таку геометрію, коли супутники розташовують на одній лінії або близько до неї;

- навмисне загрублення сигналу GPS: програма вибіркової доступності (Selective Availability, SA) Міністерства оборони США передбачала навмисне внесення помилки в сигнал GPS. Метою цієї програми було запобігання можливого використання цивільних GPS-приймачів у військових цілях. У травні 2000 р. уряд Сполучених Штатів виключив режим SA, що підвищило точність цивільних GPS-приймачів з 100 м до 15 м.

Додаток ПЗ. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку (2000 р.). Фрагмент - розділ 2.

2. Принципи побудови системи обліку електричної енергії в умовах енергоринку

2.1. Загальні принципи організації вимірювань

2.1.1 Система комерційного обліку - це система реальної години, яка одержує інформацію від лічильників електричної енергії, та здійснює її автоматичну обробку з метою оперативного інформування суб'єктів енергоринку про інтегральні витрати електроенергії та потужності (рис. 1).

2.1.2. Точність вимірювальної інформації системи обліку визначається похибками вимірювань у точках обліку різних рівнів, синхронізацією проведення вимірювань, а також похибками обробки результатів вимірювань.

2.1.3. Допустимі похибки вимірювань на різних рівнях системи обліку, залежно від вимірюваної потужності, повинні бути узгоджені між собою відповідно до формули

$$\frac{\delta_i}{\delta_j} = \sqrt{\frac{P_j}{P_i}}, \quad (1)$$

де δ_i , δ_j , P_i , P_j - відносні похибки вимірювань і вимірювані потужності на i -у і j -у рівнях системи обліку, відповідно.

Підвищення точності вимірювань системи обліку може бути досягнуто тільки пропорційним, згідно з формулою (1), підвищенням точності вимірювань на всіх її рівнях.

Підвищення точності вимірювань у порівнянні з значенням, з формули (1), в окремих точках обліку є метрологічно нераціональним.

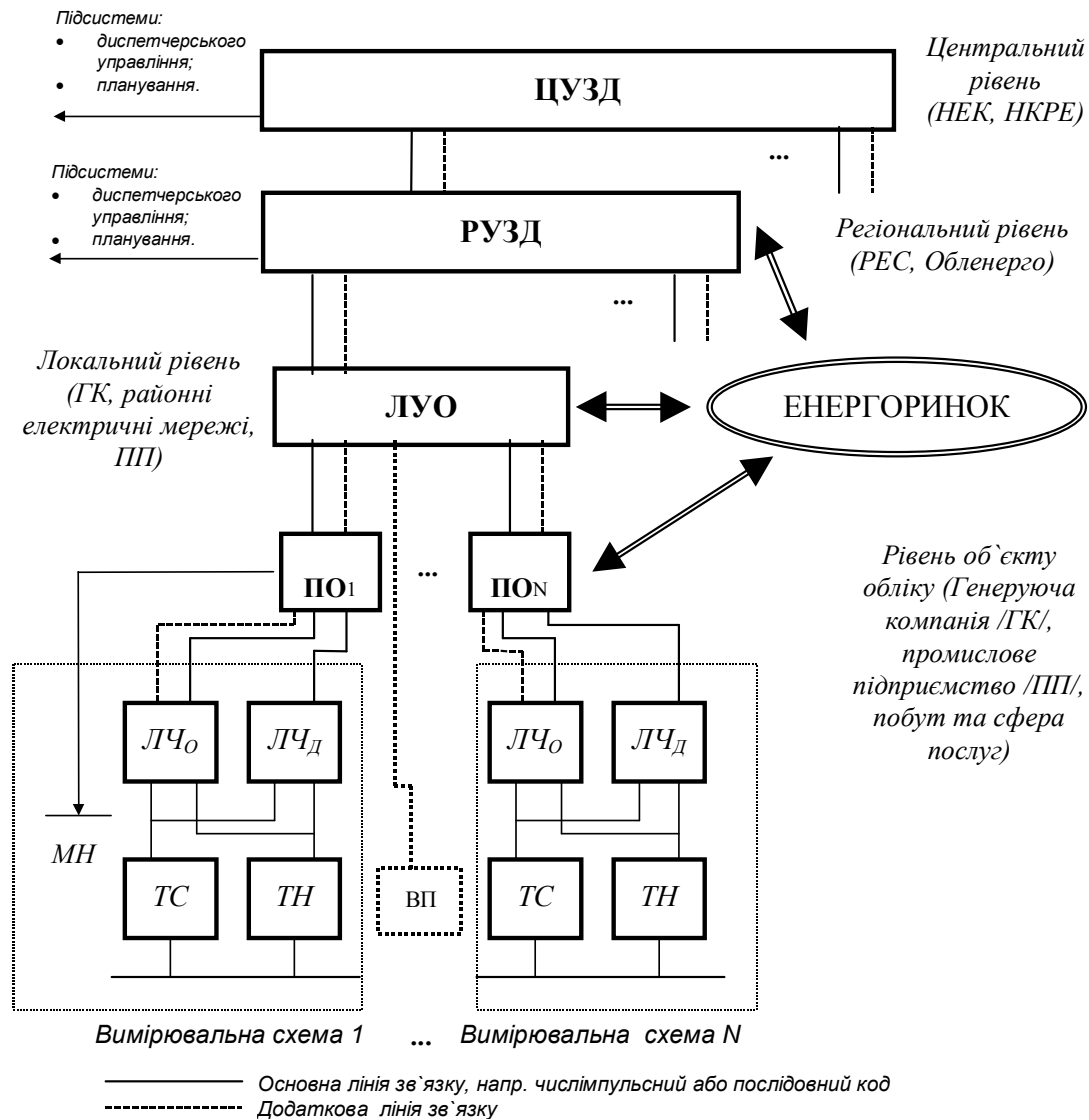
Застосування заходів щодо підвищення точності вимірювань у системі обліку повинно здійснюватися за спеціальною програмою, що враховує існуючу точність вимірювань на рівнях системи обліку, залежність між точністю вимірювань різних рівнів, яка визначається за формулою (1), та інші фактори, в тому числі економічні.

2.1.4. У нормативно-технічній документації для точок обліку різних рівнів системи обліку необхідно нормувати вимоги до допустимих похибок вимірювань, а не до класів точності засобів вимірювальної техніки, що використовують в цю годину.

Пропонований спосіб нормування забезпечить більш точну відповідність похибок вимірювальних систем вимогам до допустимих похибок вимірювань у крапках обліку й розширить можливості використання засобів вимірювання при комплектуванні вимірювальних схем.

2.1.5. При формуванні вимірювальних схем, які складають з ТС, ТН, ЛЧ, необхідно враховувати, що з позиції технічних і економічних показників найбільш раціональним є стан, коли похибки вимірювання застосованих засобів вимірювання дорівнюють один одному або близькі за значенням, оскільки значне підвищення точності одного з них у більшості випадків не призводить до суттєвого підвищення точності всієї схеми.

Так, наприклад, збільшення точності ЛЧ в 2.5 рази, порівняно з ситуацією, коли похибка ТС, ТН і ЛЧ дорівнює одна одній, призводить до зниження результуючої похибки вимірювальної схеми лише в 1.2 рази.



- ТС - трансформатори струму;
ТН - трансформатори напруги;
ВП - вимірювач параметрів якості електроенергії;
МН - маневрене навантаження;
ЛЧО - лічильник електроенергії (основний лічильник);
ЛЧД - лічильник електроенергії (дублюючий лічильник);
ПО - прилад обліку - вимірювальний комплект ЛУО;
ЛУО - локальне устаткування збору даних;
РУЗД - регіональне устаткування збору даних;
ЦУЗД - центральне устаткування збору даних.

Рис. 1. Структурна схема багаторівневої системи обліку.

2.1.6. При визначенні допустимої результуючої похибки вимірювальної схеми, яка складається з ТС, ТН, ЛЧ, використовують формулу

$$\delta_p = \pm \sqrt{\delta_{mn}^2 + \delta_{tc}^2 + \delta_c^2}, \quad (2)$$

- де δ_p - результуюча похибка вимірювального вузла;
 $\delta_{ТН}$ - відносна похибка ТН;
 $\delta_{ТС}$ - відносна похибка ТС;
 δ_c - відносна похибка ЛЧ,

при необхідності допускається користування уточненою формулою

$$\delta_{P1} = \pm 1.1 \sqrt{\delta_{mi}^2 + \delta_{mc}^2 + \delta_a^2 + \delta_\theta^2 + \delta_c^2 + \sum_{j=1}^L \delta_{cj}^2}. \quad (3)$$

де δ_L відносні втрати напруги у вторинних колах ТН;

δ_θ відносне значення складової сумарної похибки, викликаной кутковими похибками ТС і ТН;

δ_{cj} відносні значення додаткових похибок ЛЧ, які враховують робочі умови застосування.

Як впливає з розрахунків, проведених з використанням даних, які враховують робочі умови застосування вимірювальної схеми, значення δ_{P1} , визначене за формулою (3), може перевищувати значення δ_P , визначене за формулою (2), у два рази.

2.1.7. Зняття показань у точках обліку має здійснюватися відповідно до часових позначок, і припустима похибка розсинхронізації не повинна перевищувати значень, що визначають за формулою

$$\Delta t = \frac{1}{3} \delta_i \cdot t \quad (4)$$

Де δ_i відносна похибка вимірювань на i -у рівні системи обліку;

t тривалість інтервалу години виміру, с.

2.1.8 Існуючі телеметричні системи обліку, що не відповідають сучасним вимогам, повинні бути замінені на системи, які відповідають цій Концепції.

2.1.9 На рівні об'єктів обліку необхідно забезпечити вимірювання й облік параметрів якості електричної енергії.

2.1.10. Відповідно до ДСТУ 2708-94 облік електричної енергії є сферою державного метрологічного нагляду, в зв'язку з чим всі засоби вимірювальної техніки, які застосовують в системі обліку, підлягають державній повірці або державній метрологічній атестації.

2.2. Основні принципи організації системи контролю й керування

2.2.1. Досвід закордонних енергетичних систем, особливо тих, що працюють в умовах ринку, доводить необхідність введення процедур перевірки точності й достовірності інформації на всіх рівнях і в усіх точках системи обліку, де здійснюють облік і обробку даних.

Це важливо не тільки з технічної точки зору, але також з точки зору економічних і правових взаємовідносин виробника, постачальника й споживача.

2.2.2. На рівнях системи обліку 1...5 (табл. 1) має бути забезпечено дублювання лічильника електричної енергії, як елемента, що виконує основну й найбільш складну вимірювальну операцію.

2.2.3. На рівні ЛУО поряд із збором і обробкою даних має бути передбачена верифікація вимірювальної інформації за шкiрним об'єктом обліку (ОО), що контролюється ЛУО.

2.2.4. Верифікація на рівні ОО має полягати не тільки в перевірці функціонування основного й дублюючого лічильника, але й у перевірці точності їх показань.

2.2.5. Верифікація вимірювальної інформації має бути передбачена на всіх рівнях устаткування збору та обробки даних і має забезпечувати перевірку достовірності даних, що обробляють та передають.

2.2.6. Інформація, що передається, починаючи з рівня ПО, повинна мати позначку якості.

2.2.7. При передачі інформації на ділянках від ЛУО до регіонального устаткування збору й обробки даних і вище між усіма рівнями устаткування збору й обробки даних рекомендується здійснювати дублювання каналів зв'язку.

2.2.8. Первинні дані в необробленому вигляді підлягають архівуванню й зберіганню без будь-якої корекції. Технічне середовище автоматизованих систем комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) повинно забезпечити можливість керування МН.

2.3. Основні принципи організації збору й обробки інформації

2.3.1. Основним є вимога загального інформаційного простору для всіх суб'єктів енергоринку. На практиці це положення реалізується у вигляді єдиної інтегрованої мережі збору, накопичення й обробки інформації про вироботок і споживання енергії. Всі суб'єкти енергоринку мають авторизований доступ до вихідної інформації.

2.3.2. Застосування глобальної мережі передачі даних, що забезпечує зв'язок між обробкою даних на верхніх рівнях. Мережа повинна бути багатофункціональною (тобто бути основою для системи обліку, системи планування й диспетчерської системи). Використовуючи стандартні методи побудови глобальної мережі, разом з тим необхідно приділяти увагу дублюванню каналів зв'язку й пріоритетності потоків інформації.

2.3.3. Як апаратний базис інтеграції пристроїв обробки даних на рівнях регіонального устаткування збору даних (РУЗД) і центрального устаткування збору даних (ЦУЗД) рекомендується використовувати високонадійні вимірювальні засоби, які відповідають сучасним промисловим стандартам, що дозволяє поєднувати їх високі експлуатаційні характеристики з доступністю програмного забезпечення для базового операційного середовища.

2.3.4. Устаткування ЛУО має бути орієнтовано на різні типи засобів обліку, що з одного боку відображає ситуацію в енергетиці України, а з іншого - забезпечує відкритість системи.

2.3.5. Орієнтація на підтримку відкритих уніфікованих протоколів зв'язку з робочими станціями, серверами. Завдяки цьому можлива інтеграція з різними операційними платформами й пристроями, які використовують на верхніх рівнях систем, що розглядають.

2.3.6. Надання розробниками програмного забезпечення інтерфейсу програмування прикладного рівня у вигляді декларативних і алгоритмічних описів.

2.3.7. Передача в диспетчерську підсистему оперативної статистичної інформації з комерційного обліку, приймання від диспетчерської підсистеми інформації з метою верифікації основних показань.

2.3.8. Передача в підсистему планування/прогнозування необхідної комерційної й статистичної інформації.

2.3.9. Для передачі даних можливе сумісне використання каналів зв'язку автоматизованими системами обліку та іншими системами з метою резервування та зменшення витрат на устаткування.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Завдання, які вирішуються за допомогою комп'ютерних інформаційних технологій в енергетиці.
2. Вимірювання величин та вимірювальний канал, структурна схема вимірювального каналу для АСКОЕ.
3. Поняття про автоматизовані системи. Основні види АС, застосовуваних в енергетиці.
4. Вимірювання величин та вимірювальний канал, структурна схема вимірювального каналу для АСДУ.
5. Бази даних. Види баз даних. Системи управління базами даних.
6. Приклади ГІС-систем.
7. Реляційні бази даних. Типи даних та об'єкти бази даних.
8. Основні види нормативних документів, що регламентують створення та експлуатацію АСКОЕ.
9. Поняття ГІС-технології. Застосування географічних інформаційних систем в енергетиці.
10. Приклади реляційних СУБД і СУБД інших типів.
11. Життєвий цикл АС. Види забезпечення АС.
12. Основні види нормативних документів, що регламентують створення та експлуатацію АСДУ.
13. Основні галузеві нормативні документи.
14. Поняття і приклади SCADA / НМІ-систем.
15. АСУ ТП ПС: завдання та структура.
16. ПУ і КП телемеханіки. Приклади систем телемеханіки.
17. Мікропроцесорне обладнання ПС: мікропроцесорні захисти та реєстратори аварій, телемеханіка. Призначення, особливості застосування у складі АС.
18. Приклади інтелектуальних цифрових датчиків, цифрових приладів і пристроїв обліку електричної енергії
19. Мікропроцесорне обладнання ПС: інтелектуальні цифрові датчики, цифрові прилади і пристрої обліку електричної енергії: призначення, можливості та особливості застосування в складі АС.
20. Сертифікація вимірювального обладнання, застосовуваного в АСКОЕ. Державний реєстр України засобів вимірювальної техніки.
21. Система автоматичного регулювання частоти та потужності: призначення та функції. Структура САРПЧ на прикладі Центрального регулятора "Бурштинського острова".
22. Приклади приладів і пристроїв обліку.
23. Концепція побудови АСКОЕ в умовах енергоринку. Структурна схема АСКОЕ локального рівня. ЛУЗОД.
24. Реалізація АСУ ТП ПС на реальному прикладі. Структурна схема і завдання.
25. Автоматизовані системи диспетчерського управління. АСДУ рівня РЕМ: завдання, склад, структурна схема, телемеханіка та СПД.
26. Поняття єдиного системного часу АС. Технології синхронізації часу.
27. АСДУ рівня ПЕС: завдання, Склад, структурна схема, телемеханіка та канали зв'язку.

28. Види каналів зв'язку, що використовуються в АСКОВЕ і АСДУ.
29. АСДУ рівня обленерго: завдання, склад, структурна схема, телемеханіка та канали зв'язку.
30. Взаємодія суміжних АС на прикладі Харківобленерго.
31. АСДУ міського підприємства електричних мереж: завдання, склад, структурна схема, телемеханіка та канали зв'язку.
32. Метрологічне забезпечення АС. Атестація та перевірка. Поняття ТОЧНОСТІ-ної характеристики.
33. АСДУ рівня ЕС: завдання, Склад, структурна схема, телемеханіка та СПД.
34. Відмінності між технічним і комерційним урахуванням електричної енергії (приклад АСКОВЕ Харківобленерго).
35. АСДУ рівня ОЕС України: структура, завдання, зв'язок з АСДУ інших рівнях-нею.
36. Якість електричної енергії: приклади устаткування для виміру ПЯЕЕ.
37. Автоматизовані системи обліку електричної енергії (комерційний облік). Межі балансової належності та перетину.
38. Побудова АСРС (побутові споживачі) на прикладі районної філії ХЕЗ.
39. Автоматизовані системи обліку електричної енергії (технічний облік).
40. Засоби відображення інформації в АСДУ.
41. Автоматизовані система розрахунку із споживачами.
42. Експертні системи якості ІІ (на прикладі "Антес-Э").
43. Системи контролю якості електроенергії. Вітчизняні та європейські нормативи якості та прилади для його вимірювання.
44. Структура АСРС (промислові споживачі) та основні функції на прикладі Харківобленерго.
45. Корпоративні інформаційні системи. Класи корпоративних Інформаційним систем і розв'язувані ними завдання.
46. Структура АСРС (Б) та основні функції на прикладі Харківобленерго.
47. Основні і допоміжні показники якості електричної енергії.
48. Приклади ІСУП для великих підприємств. Приклади ІСУП для дрібних і середніх підприємств.

СПИСОК ДЖЕРЕЛ

1. Компьютерные информационные технологии в электроэнергетике: Уч. пособие / И.Г. Абраменко и др. Под общ. редакцией О.Г.Гриба. — Харьков: ХГАГХ, 2003.
2. Ильин В.А. Телеуправление и телеизмерение: Учеб. пособие для вузов. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоиздат, 1982.
3. Тутевич В.Н. Телемеханика: Учеб. пособие для студентов вузов. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Высш.шк., 1985.
4. В.Э. Воротницкий. Повышение эффективности управления распределительными сетями — М.: Энергосбережение №10-юбилейн/2005
5. С.В. Глушаков, А.С. Сурядный. Персональный компьютер — Харьков: «Фолио», 2002
6. Баринов В.А. и др. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике: М.: Изд-во МЭИ. — 2004 г.
7. Черемісін М. М., Зубко В.М. Автоматизація обліку та управління електропоживанням: Посібник для вищих навчальних закладів.— Харків: Факт, 2005.
8. С.М. Диго. Проектирование и использование баз данных — М.: Финансы и статистика, 1995.
9. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях. Под ред. В. А. Веникова. — М.: Энергоатомиздат, 1983.
10. П.С.Жданов. Вопросы устойчивости электрических систем. — М.: Энергия, 1979.
11. Автоматизация диспетчерского управления в энергетике. Под общей редакцией Ю.Н. Руденко и В.А. Семёнова. — М.: Изд-во МЭИ, 2000.
12. Автоматизация диспетчерского управления в энергетике. В.А. Баринов и др. — М.: Издательство МЭИ, 2004.
13. Автоматизированная система контроля изоляции трансформаторов СКИТ. — Санкт-Петербург: ПЭИП, 1999.
14. Информационно-управляющий телемеханический комплекс «Гранит». Техническое описание. — Житомир: 1995.
15. Информационный материал по проектированию и применению информационно-управляющего телемеханического комплекса «Гранит-микро» (товарный знак МИКРОГРАНИТ). — Житомир: СНПП «Промэкс», 2004
16. Информационно-измерительный комплекс «Компас-2М». Техническое описание. — Краснодар: 2002.
17. Оперативно-информационный комплекс автоматизированной системы диспетчерского управления Днепропетровских электрических сетей ОАО «ЭК «Днепрооблэнерго». Описание комплекса технических средств. Описание автоматизированных функций. Описание программного обеспечения. — Харьков: 2002.
18. Оперативно-информационный комплекс и автоматизированная система сбора телемеханической информации автоматизированной системы диспетчерского управления Северной электроэнергетической системы НЭК «Укрэнерго». Описание комплекса технических средств. Описание автоматизированных функций. Описание программного обеспечения. — Харьков: 2003.

19.Гриб О.Г., Сендерович Г.А., Довгальок О.Н., Калюжный Д.М., Бородин Д.В. и др. Качество электрической энергии в системах электроснабжения. — Харьков: ХНАГХ, 2006.

20.Гриб О.Г., Сендерович Г.А., Довгальок О.Н., Рожков П.П., Рожкова С.Е. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии в системах электроснабжения: учебное пособие для студ. 4 курса дневной формы обучения, 4, 5 курсов заочной формы обучения специальностей 6.090.603. — Харьков: ХНАГХ, 2006.

21.Гриб О.Г., Сендерович Г.А., Довгальок О.Н., Рожков П.П., Рожкова С.Е. "Приборы учета электропотребления в системах электроснабжения" учебное пособие для студ. 4, 5 курсов дневной формы обучения 4-6 курсов заочной формы обучения специальностей 6.090.603. 7090.603, 8090.603. — Харьков: ХНАГХ, 2006.

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ, РЕКОМЕНДАЦІЇ, МАТЕРІАЛИ

1. Бородин Д.В., Охрименко В.Н. и др. Методические указания к выполнению лабораторных работ по курсу “Информатика и вычислительная техника в энергетике” — Харьков: ХИИГХ, 1994

2. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку. Схвалено Державною міжвідомчою комісією з виробництва і впровадження приладів обліку споживання паливно - енергетичних ресурсів 11. 04. 2000. Затверджено Спільним наказом Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоменергозбереження, Держстандарту, Держбуду, Держпромполітики № 32 / 28 / 28 / 276 / 75 / 54 , від 17 квітня 2000 р.

3. ГОСТ 13.109 – 97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. — Минск: ИПК Изд-во стандартов, 1998.

4. ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания. — Минск: ИПК Изд-во стандартов, 1990.

5. ГОСТ 34.201-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем. — Минск: ИПК Изд-во стандартов, 1989.

Навчальне видання

БОРОДІН Дмитро Вікторович

**Конспект лекцій
з дисципліни
«КОМП'ЮТЕРНІ ІНФОРМАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ
В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ»**

*(для студентів 4 і 5 курсів денної і 5 і 6 курсів заочної форм навчання
спеціальності „Електротехнічні системи електроспоживання”
напрям підготовки «Електротехніка та електротехнології»
та слухачів другої вищої освіти)*

Відповідальний за випуск *П. П. Рожков*

За авторською редакцією

Комп'ютерне верстання *К. А. Алексанян*

План 2012, поз. 103 Л

Підп. до друку 26.06.12	Формат 60x84/16
Друк на різнографі.	Ум. друк. арк. 4,7
Зам. №	Тираж 50 пр.

Видавець і виготовлювач:

Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Революції, 12, Харків, 61002

Електронна адреса: rektorat@ksame.kharkov.ua

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:

ДК № 4064 від 12.05.2011 р.